

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное
бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Э.Ф. ХАКИМЗЯНОВ, И.Л. КУЗЬМИН, Д.Ф. ГУБАЕВ

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Конспект лекций

Казань 2013

УДК 621.316.925.1

ББК 31.27-05я73

X16

Рецензенты:

кандидат технических наук, главный специалист отдела релейной защиты Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана *И.Ю. Иванов*;
доктор технических наук, профессор Казанского государственного энергетического университета *А.И. Федотов*

Хакимзянов Э.Ф., Кузьмин И.Л., Губаев Д.Ф.

X16 Релейная защита электроэнергетических систем: Конспект лекций / Э.Ф. Хакимзянов, И.Л. Кузьмин, Д.Ф. Губаев. – Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2013. – 175 с.

Изложены принципы действия автоматических устройств защитного отключения – релейной защиты электроэнергетических систем с иллюстрацией их действия алгоритмами функционирования.

Данное пособие предназначено для студентов всех форм обучения по направлению подготовки 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем».

Авторы выражают благодарность студенту группы АУСм-1-11 Денисенко С.А., который принимал участие в подготовке данного пособия.

УДК 621.316.925.1

ББК 31.27-05я73

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании и эксплуатации любой электроэнергетической системы приходится считаться с возможностью возникновения в ней повреждений и ненормальных режимов работы.

Наиболее распространенными и в то же время наиболее опасными видами повреждений являются разного рода короткие замыкания, следствиями которых могут быть:

- 1) сильные понижения напряжения в значительной части системы, приводящие к нарушению нормальной работы большого числа потребителей электроэнергии;
- 2) разрушение поврежденного элемента электрической дугой, часто возникающей при коротких замыканиях в месте нарушения изоляции;
- 3) разрушение оборудования в неповрежденных частях системы в результате термического и динамического действия токов короткого замыкания, достигающих в некоторых случаях очень больших величин;
- 4) нарушение устойчивости параллельной работы генераторов, при которой нормальная работа системы полностью парализуется.

Одним из относительно часто встречающихся видов ненормальных режимов работы являются перегрузки.

В перегруженном элементе возникают токи, превосходящие длительно допустимые для данного элемента значения. При достаточной длительности существования этих токов температура токоведущих частей недопустимо повышается, и их изоляция ускоренно изнашивается или даже разрушается.

Таким образом, повреждения и ненормальные режимы работы могут приводить к возникновению в системе аварий, под которыми обычно понимаются всякие вынужденные нарушения нормального режима работы всей системы или ее части, сопровождающиеся недоотпуском энергии потребителям, недопустимым ухудшением ее качества или разрушением оборудования.

Предотвращение развития аварий или их возникновения при повреждениях в электрической системе часто может быть обеспечено путем быстрого отключения поврежденного элемента. Это выполняется специальными автоматическими устройствами релейной защиты. Основное назначение релейной защиты сводится к автоматическому отсоединению поврежденного элемента от остальной неповрежденной части системы с помощью выключателей.

Таким образом, может быть восстановлен нормальный режим работы системы.

ЧАСТЬ 1

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

1.1. НАЗНАЧЕНИЕ, ФУНКЦИИ И СВОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На рис. 1.1 показана схема части электроэнергетической системы. Условно изображены: электростанция (ЭС) с генераторами G и трансформаторами T , электроэнергетическая система (ЭЭС), связывающие их транзитные линии электропередачи с двухсторонним питанием $Л1$ - $Л3$, их автоматические выключатели Q и линии потребителей электроэнергии с односторонним питанием, отходящие от шин A , B , B , $Г$ подстанций. Каждый выключатель снабжен приводом, представляющим собой механическое или электромеханическое устройство, имеющее электромагниты включения YAC и отключения YAT . При подаче напряжения на электромагнит включения происходит включение выключателя (срабатывает YAC); при подаче напряжения на электромагнит отключения – его отключение (срабатывает YAT). При номинальных напряжениях $U_{ном} \leq 220$ кВ применяются трехфазные приводы, производящие включение или отключение одновременно всех трех фаз.

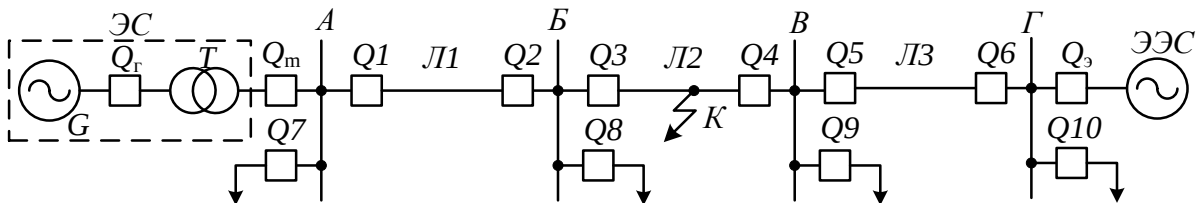


Рис. 1.1. Схема электроэнергетической системы

При функционировании ЭЭС возможны различные ее состояния: нормальный режим работы, утяжеленный (ненормальный), аварийный и послеаварийный режим.

К утяжеленному относится режим, сопровождающийся сверхтоками перегрузок, сниженными амплитудой и (или) частотой напряжения, качаниями синхронных генераторов, однофазным замыканием на землю в сети с изолированной (компенсированной) нейтралью.

Аварийный режим наступает при возникновении короткого замыкания (КЗ). При КЗ в т. K на $Л2$ токи КЗ протекают по линиям $Л1$ - $Л3$. Для линии $Л2$ указанное КЗ – это внутреннее повреждение, а для $Л1$ и $Л3$ – внешнее, проходящие по ним токи называются *внешними (сквозными)*

токами. Для ликвидации повреждения защиты 3 и 4 (номера защит и выключателей совпадают) должны воздействовать на отключение выключателя Q3 и Q4. При отказе защиты 3 или выключателя Q3 ликвидация повреждения возможна отключением Q1 и Q2.

Основное назначение релейной защиты (РЗ) – выявление повреждения и действие на отключение выключателей для отделения поврежденного электроэнергетического объекта.

Дополнительное назначение релейной защиты – выявление утяжеленного режима работы и выдача информации о нем – действие на сигнал.

На каждом из указанных на схеме рис. 1.1 элементов ЭЭС в общем случае должны быть установлены основная и резервная защиты.

Основной называют защиту, которая должна действовать ранее других при внутренних повреждениях – при КЗ на защищаемом элементе.

Резервная защита предусматривается для действия вместо основной и вместо защит смежных элементов при их отказе или отказе их выключателей.

Включенная в работу защита выполняет ряд функций:

- *не срабатывает* в нормальном и утяжеленном режимах при отсутствии повреждений – отсутствии требований к срабатыванию;
- *не срабатывает* при внешних КЗ, если работают защиты и выключатели поврежденного элемента;
- *срабатывает* при внутренних повреждениях.

В процессе эксплуатации возможны отказы функционирования, к которым относятся:

- *ложное срабатывание* – срабатывание при отсутствии повреждений;
- *излишнее срабатывание* – срабатывание при внешних КЗ и отсутствии требований к срабатыванию (когда на смежных элементах сработают защиты и отключат соответствующие выключатели);
- *отказ срабатывания* – несрабатывание при требовании к срабатыванию (или повреждении на защищаемом элементе, или внешних повреждениях и отказе защит или выключателей этих элементов).

Для выполнения перечисленных функций защита должна обладать определенными свойствами: селективностью и устойчивостью функционирования, составляющими техническое совершенство, а также надежностью функционирования.

Селективность – избирательность действия защиты. Защита селективна, если она не срабатывает без КЗ, при внешних КЗ (когда там работают свои защиты и выключатели) и срабатывает при КЗ на защищаемом элементе.

По принципу обеспечения селективного действия различают защиты абсолютно селективные и относительно селективные.

Абсолютно селективными называются защиты, которые по принципу действия реагируют на повреждения только на защищаемом элементе, т.е. имеют ограниченную защищаемую зону, и не требуют при этом выдержки времени, т.к. при КЗ на «чужих» участках они не приходят в действие.

Быстродействие – главное достоинство основных защит с абсолютной селективностью. Однако абсолютно селективные защиты не могут выполнять функции резервных защит при отказе защит или выключателей смежных элементов. Поэтому такие защиты не могут использоваться как единственные на защищаемом элементе. Для этого необходима защита, которая могла бы выполнять все функции резервной.

Относительно селективными защитами называются защиты, селективность действия которых обеспечивается ступенчатым выбором параметров срабатывания защит нескольких элементов (например, выдержек времени). Такие защиты могут срабатывать и при внешних КЗ, если отказали защиты или выключатели поврежденного элемента. Однако, для того чтобы защита поврежденного элемента имела возможность сработать, нужно конечное время. Поэтому, в общем случае, относительно селективные защиты медленнодействующие. Возможны сочетания функций основных и резервных защит.

Селективность срабатывания при внутренних КЗ оценивается защитоспособностью и быстротой срабатывания.

Защитоспособность – способность устройства обеспечивать заданную полноту защиты элемента при учитываемых внутренних металлических КЗ.

Быстрота срабатывания. В общем случае желательно иметь основную защиту с возможно меньшей выдержкой времени t_3 , т.к. при этом уменьшается время отключения КЗ: $t_{от} = t_3 + t_{ов}$, где $t_{ов}$ – время отключения выключателя. Снижение $t_{от}$ уменьшает размеры повреждений, повышает запас устойчивости, надежность работы потребителей. Вместе с тем выполнение быстродействующей защиты, как правило, требует более сложных решений, например, установки одновременно абсолютно селективной защиты как основной и относительно селективной в качестве резервной.

Необходимое быстродействие выбирается таким, чтобы время $t_{от}$ не превосходило максимально допустимое. Для ЛЭП напряжением $U_{ном} \leq 220$ кВ допустимое $t_{от}$ определяется в соответствии с ПУЭ критерием остаточного напряжения: трехфазные КЗ в точках системы, при которых остаточное напряжение $U_{ост}^{\phi}$ на шинах, через которые

осуществляется параллельная работа синхронных генераторов, меньше $0,6U_{\text{ном}}$, должны отключаться без выдержки времени.

Устойчивость функционирования должна быть обеспечена, прежде всего, при отсутствии КЗ и при внешних КЗ (отстройкой от них). Устойчивость несрабатывания обеспечивается выбором параметров срабатывания защит.

Параметры срабатывания защиты (например, токи срабатывания, выдержки времени) выбираются так, чтобы защита не срабатывала без КЗ и при внешних КЗ (если там срабатывают свои защиты и отключают свои выключатели).

После этого **проверяется** устойчивость функционирования при внутренних КЗ, оцениваемая *чувствительностью*.

Чувствительность характеризует способность защиты реагировать на заданные виды повреждений (и утяжеленные режимы работы), т.е. выполнять функции срабатывания.

При параметрах срабатывания, выбранных из условий устойчивости несрабатывания в режимах без КЗ и при внешних КЗ, не всегда удастся выполнить защиту с требуемой по [1] чувствительностью. Последнее обуславливается отсутствием четкого разграничения областей режимов без КЗ, внешних КЗ и КЗ в защищаемом элементе. Например, на длинных, сильно нагруженных линиях рабочие токи $I_{\text{раб}}$ могут быть соизмеримы с токами при КЗ на удаленном конце линии в минимальном режиме работы системы.

Чувствительность оценивается коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}$. Для максимальных токовых защит (МТЗ), срабатывающих при возрастании воздействующей входной величины, коэффициент чувствительности оценивается при повреждении в расчетной точке отношением минимального тока в измерительном органе – реле тока защиты $I_{\text{рmin}}$ к его току срабатывания $I_{\text{ср}}$:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{рmin}} / I_{\text{ср}}.$$

Значения $k_{\text{ч}}$, требуемые для разных типов защит различных элементов системы, устанавливаются в пределах 1,2–2, определяются [1], а также руководящими указаниями по расчету уставок защит.

Значения $k_{\text{ч}} > 1$ учитывают возможность КЗ через переходные сопротивления $R_{\text{п}}$ и снижения тока КЗ относительно расчетного.

Под *надежностью* рекомендуется принимать способность объекта (системы, устройства) выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Применительно к релейной защите заданный объем функций определяется их перечнем и ограничивается техническим совершенством устройства. Для оценки уровня надежности устройств релейной защиты обычно используются частные показатели:

- коэффициент неготовности к срабатыванию, характеризующий надежность срабатывания, т.е. выполнение функций при внутренних и внешних КЗ с требованиями к срабатыванию;
- коэффициент неготовности к несрабатыванию при внешних КЗ, характеризующий надежность выполнения функции несрабатывания при внешних КЗ без требования к срабатыванию;
- параметр потока ложных срабатываний, характеризующий надежность несрабатывания в режимах без КЗ.

1.2. ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ЧАСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

В настоящее время в энергосистемах в эксплуатации одновременно находятся разные устройства релейной защиты и автоматики: электромеханические реле, блоки реле, шкафы и панели на интегральных микросхемах малой и средней степени интеграции (операционные усилители и логические элементы), внедряются устройства с исполнением универсальных и специализированных микропроцессорных систем.

Главные функциональные части, составляющие структуру устройства релейной защиты от КЗ, приведены на рис. 1.2. На выходе измерительной преобразовательной части (ИПЧ) по совокупности входных токов $i(t)$ и напряжений $u(t)$ формируются комбинации сигналов, характеризующие работу в нормальном режиме, при внешних КЗ или при КЗ в защищаемой зоне. Указанное формирование комбинаций сигналов в ИПЧ выполняется измерительными органами (ИО) различных типов и назначения.

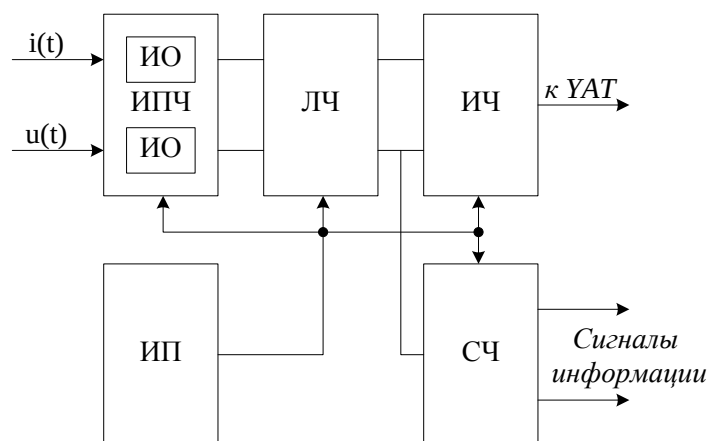


Рис. 1.2. Функциональная схема релейной защиты

В логической части (ЛЧ) по совокупности сигналов, поступающих от ИО, по заданным алгоритмам принимается одно из двух возможных решений – отключить или не отключить выключатель Q.

Исполнительная часть (ИЧ) необходима для усиления сигналов – превращения их в управляющее воздействие непосредственно на электромагнит отключения привода выключателя.

Сигнальная информационная часть (СЧ) выдает информацию о действии защиты, когда проходит управляющее воздействие на отключение выключателя. Источник питания (ИП) (источник оперативного тока) обеспечивает напряжением питания все цепи защиты, автоматики и управления приводами выключателей, независимо от режима работы присоединения.

Процессы функционирования устройств РЗ всегда могут быть представлены в виде последовательности действий, в результате выполнения которых после поступления входных воздействующих величин всегда должно быть получено одно из двух возможных решений – отключить или не отключить присоединение (выключатель).

Такие процессы относятся к *алгоритмическим процессам*. Алгоритмические процессы могут быть представлены алгоритмом функционирования. Алгоритм может описывать все части процесса независимо, или абстрагировано, от элементов базы реализации, т.е. представлять только принцип действия измерительной и логической части устройств релейной защиты.

Логическая часть устройств релейной защиты содержит комбинационные логические элементы И, ИЛИ, НЕ и различного рода временные задержки.

ИЧ устройств РЗ содержит несколько ИО, воспринимающих от первичных измерительных трансформаторов сигналы и обрабатывающих их по различным алгоритмам.

Напряжения $u(t)$ и токи $i(t)$ – входные сигналы ИПЧ, называются *входными воздействующими величинами*. Принято различать ИО с одной, двумя или более входными воздействующими величинами. Например, ИО тока или напряжения являются органами с одной входной воздействующей величиной.

ИО направления мощности или сопротивления – ИО с двумя входными воздействующими величинами (напряжением и током).

1.3. ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ И НЕНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЭС

В энергетических системах могут возникать повреждения и ненормальные режимы работы электрооборудования электростанций и подстанций, их распределительных устройств, линий электропередачи (ЛЭП) и электроустановок потребителей электрической энергии.

Повреждения в большинстве случаев сопровождаются значительным увеличением тока и глубоким понижением напряжения в элементах энергосистемы.

Повышенный ток выделяет большое количество тепла, вызывающее разрушения в месте повреждения и опасный нагрев неповрежденных линий и оборудования, по которым этот ток проходит.

Понижение напряжения нарушает нормальную работу потребителей электроэнергии и устойчивость параллельной работы генераторов и энергосистемы в целом.

Ненормальные режимы обычно приводят к отклонению величин напряжения, тока и частоты от допустимых значений. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистемы, а повышение напряжения и тока угрожает повреждением оборудования и линий электропередачи.

Таким образом, повреждения нарушают работу энергосистемы и потребителей электроэнергии, а ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений или расстройств работы энергосистемы.

Для обеспечения нормальной работы ЭЭС и потребителей электроэнергии необходимо возможно быстрее выявлять и отделять место повреждения от неповрежденной сети, восстанавливая таким путем нормальные условия их работы и прекращая разрушения в месте повреждения.

Опасные последствия ненормальных режимов также можно предотвратить, если своевременно обнаружить отклонение от нормального режима и принять меры к его устранению (снизить ток при его нарастании, понизить напряжение при его увеличении и т.д.).

В связи с этим возникает необходимость в создании и применении автоматических устройств, выполняющих указанные операции и защищающих систему и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов.

1.4. ПОВРЕЖДЕНИЯ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Большинство повреждений в электрических системах приводит к КЗ фаз между собой или на землю (рис. 1.3). В обмотках электрических машин и трансформаторов, кроме КЗ бывают также замыкания между витками одной фазы.

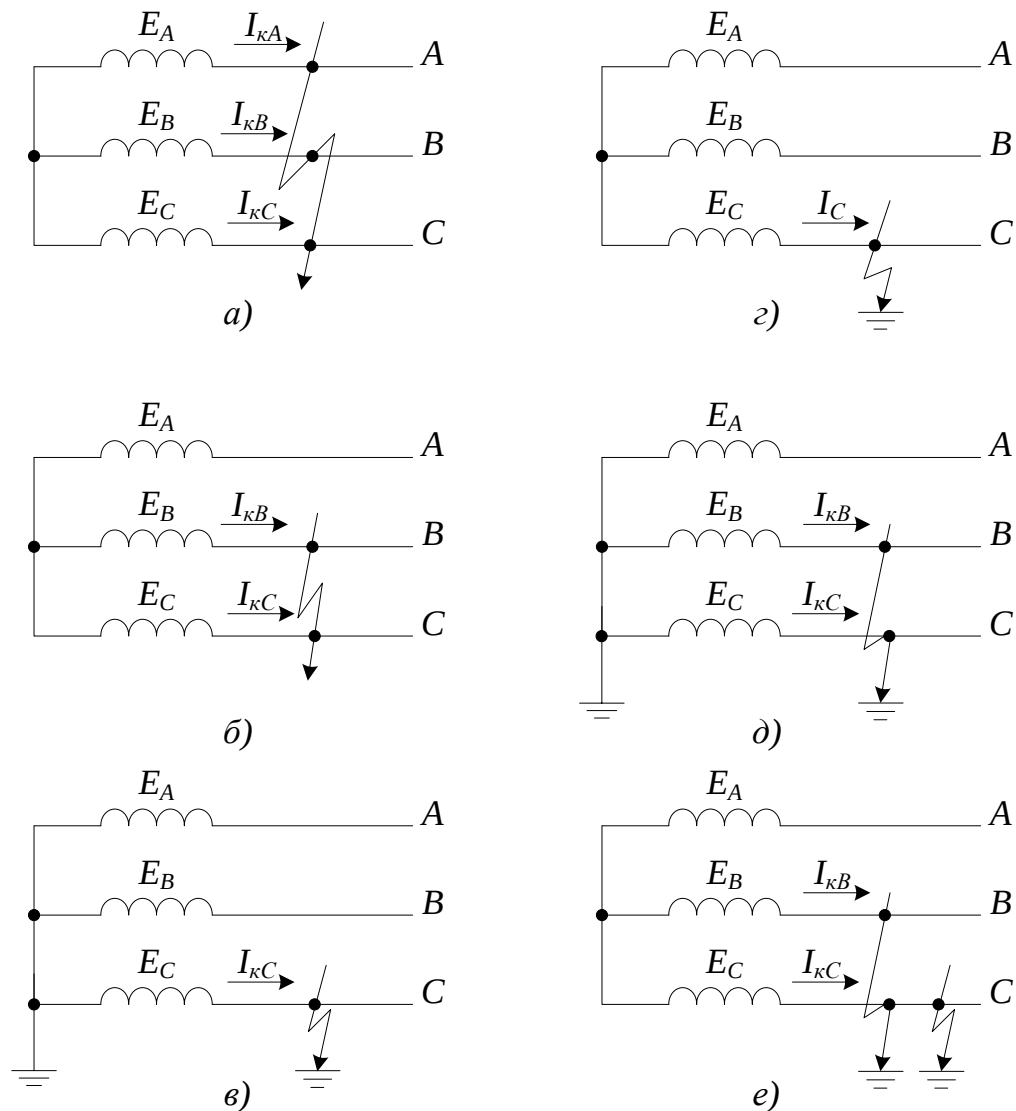


Рис. 1.3. Виды повреждений в электрических установках:

a, б, в и д – трехфазное, двухфазное, однофазное и двухфазное на землю КЗ;
г и е – замыкания одной фазы и двух фаз на землю в сети с изолированной нейтралью

Основными причинами повреждений являются:

1) нарушение изоляции токоведущих частей, вызванное ее старением, неудовлетворительным состоянием, перенапряжениями, механическими повреждениями;

2) повреждение проводов и опор ЛЭП, вызванное их неудовлетворительным состоянием, гололедом, ураганым ветром, пляской проводов и другими причинами;

3) ошибки персонала при операциях (отключение разъединителей под нагрузкой, включение их на ошибочно оставленное заземление и т.д.).

Все эти повреждения являются следствием конструктивных недостатков или несовершенства оборудования, некачественного его изготовления, дефектов монтажа, ошибок при проектировании, неудовлетворительного или неправильного ухода за оборудованием, ненормальных режимов работы оборудования, работы оборудования в условиях, на которые оно не рассчитано. Поэтому повреждения нельзя считать неизбежными, но в то же время нельзя и не учитывать возможность их возникновения.

Короткие замыкания являются наиболее опасным и тяжелым видом повреждения. При КЗ ЭДС E источника питания (генератора) замыкается «накоротко» через относительно малое сопротивление генераторов, трансформаторов и линий.

Поэтому в контуре замкнутой накоротко ЭДС возникает большой ток I_K , называемый **током КЗ**.

КЗ подразделяются на трехфазные, двухфазные и однофазные в зависимости от числа замкнувшихся фаз; на замыкания с землей и без земли; замыкания в одной и двух точках сети.

При КЗ вследствие увеличения тока возрастает падение напряжения в элементах системы, что приводит к понижению напряжения во всех точках сети, т.к. напряжение в любой точке M (рис. 1.4) $\dot{U}_M = \dot{E} - I_K \cdot Z_M$, где $\dot{E}$ – ЭДС источника питания, а Z_M – сопротивление от источника питания до т. M .

Наибольшее снижение напряжения происходит в месте КЗ (т. K) и в непосредственной близости от него (рис. 1.4). В точках сети, удаленных от места повреждения, напряжение снижается в меньшей степени.

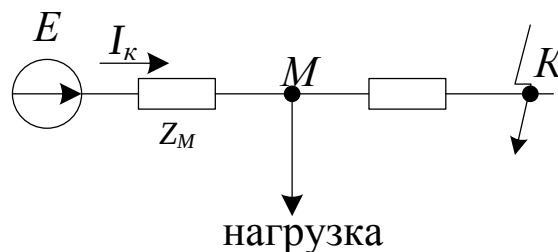


Рис. 1.4. Влияние понижения напряжения при КЗ на работу потребителей

Происходящее в результате КЗ увеличение тока и снижение напряжения приводят к ряду опасных последствий:

а) **Ток КЗ I_K** согласно закону Джоуля-Ленца выделяет в активном сопротивлении r цепи, по которой он проходит в течение времени t , тепло $Q = k \cdot I^2 \cdot r \cdot t$.

В месте повреждения это тепло и пламя электрической дуги производят большие разрушения, размеры которого тем больше, чем больше ток I_K и время t .

Проходя по неповрежденному оборудованию и ЛЭП, ток КЗ I_K нагревает их выше допустимого предела, что может вызвать повреждение изоляции и токоведущих частей.

б) **Понижение напряжения** при КЗ нарушает работу потребителей.

Основным потребителем электроэнергии являются асинхронные электродвигатели. Момент вращения двигателей M_D пропорционален квадрату напряжения U на их зажимах: $M_D = k \cdot U^2$.

Поэтому при глубоком снижении напряжения момент вращения электродвигателей может оказаться меньше момента сопротивления механизмов, что приводит к их остановке.

Нормальная работа осветительных установок, составляющих вторую значительную часть потребителей электроэнергии, при снижении напряжения также нарушается.

Вторым наиболее тяжелым последствием снижения напряжения является нарушение устойчивости параллельной работы генераторов. Это может привести к распаду системы и прекращению питания всех ее потребителей.

1.5. НЕНОРМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ

К ненормальным относятся режимы, связанные с отклонениями от допустимых значений величин тока, напряжения и частоты, опасные для оборудования или устойчивой работы энергосистемы.

Рассмотрим наиболее характерные ненормальные режимы.

Перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения. *Номинальным* называется максимальный ток, допускаемый для данного оборудования в течение неограниченного времени.

Если ток, проходящий по оборудованию, превышает номинальное значение, то за счет выделяемого им дополнительного тепла температура токоведущих частей и изоляции через некоторое время превосходит допустимую величину, что приводит к ускоренному износу изоляции и ее повреждению. Время, допустимое для прохождения повышенных токов,

зависит от их величины. Характер этой зависимости показан на рис. 1.5 и определяется конструкцией оборудования и типом изоляционных материалов. Для предупреждения повреждения оборудования при его перегрузке необходимо принять меры к разгрузке или отключению оборудования.

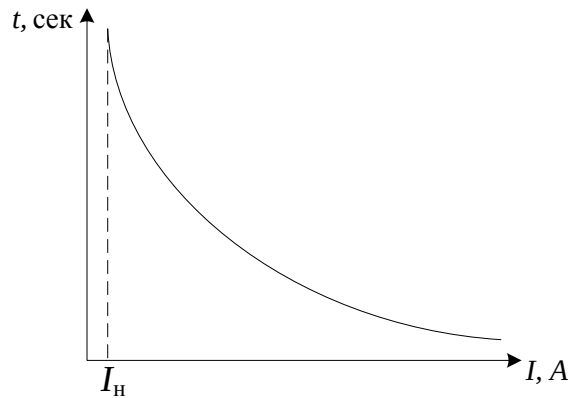


Рис. 1.5. Зависимость допустимой длительности перегрузки от величины тока $t = f(I)$:

I_n – номинальный ток оборудования

Повышение напряжения сверх допустимого значения возникает обычно на гидрогенераторах при внезапном отключении их нагрузки. Разгрузившийся генератор увеличивает частоту вращения, что вызывает возрастание ЭДС статора до опасных для его изоляции значений. Защита в этих случаях должна снизить ток возбуждения генератора или отключить его.

Качания возникают при нарушении синхронной работы генераторов электростанций ЭЭС. Для пояснения процесса качаний рассмотрим упрощенную схему ЭЭС с двумя электростанциями A и B (рис. 1.6, a). В режиме нормальной синхронной работы электростанций A и B электрические частоты вращения векторов ЭДС E_A и E_B одинаковы: $\omega_A = \omega_B = \omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ (рис. 1.6, b). При отсутствии нагрузки и равенстве по значению и фазе ЭДС $E_A = E_B = E$ ток в межсистемной ЛЭП отсутствует (рис. 1.6, a). В случае нарушения синхронизма, когда, например, $\omega_A > \omega_B$, положение вектора E_A по отношению к E_B будет изменяться, появится разность ЭДС $\Delta E = E_A - E_B$, под действием которой возникнет уравнительный ток $I_{ур} = \frac{\Delta E}{Z_A + Z_W + Z_B}$. Разность ЭДС ΔE будет изменяться

с изменением угла δ (рис. 1.6, b). При $\delta = 0$ $\Delta E = 0$, при $\delta = 180^\circ$ $\Delta E = 2E$. При дальнейшем нарастании угла δ ЭДС ΔE начнет уменьшаться и станет равной нулю, когда δ достигнет 360° (или $\delta = 0$). При повторном цикле увеличения δ процесс изменения ΔE повторяется вновь. Колебания

значения ΔE вызывают соответствующие колебания (качания) значения тока $I_{ур}$ и напряжений U_A и U_B , как показано на рис. 1.6, в.

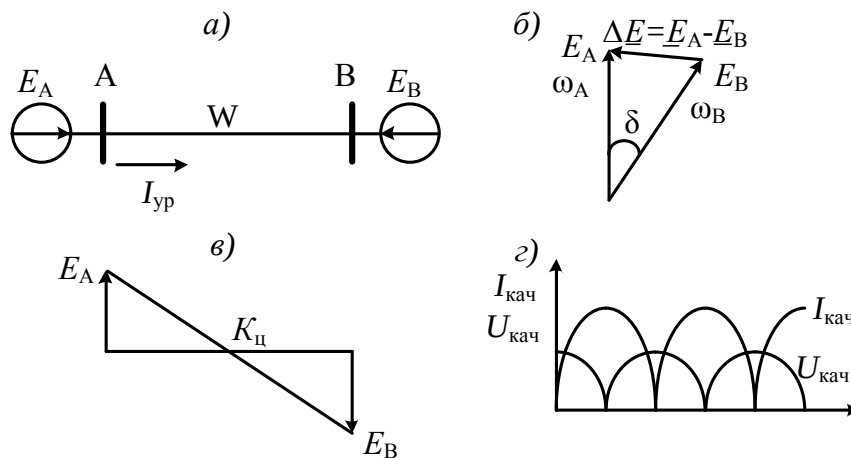


Рис. 1.6. К пояснению действия релейной защиты при качаниях: *а* – схема энергосистемы, *б* – векторная диаграмма при наличии между ЭДС угла δ , *в* – диаграмма изменений токов и напряжений, *г* – определение положения центра качаний $K_{ц}$

Напряжение снижается от нормального до некоторого минимального значения, имеющего разное значение в разных точках сети (рис. 1.6, в). В точке $K_{ц}$, называемой **электрическим центром качаний**, напряжение имеет наименьшее значение и снижается до нуля при $\delta = 180^\circ$, когда $E_A = E_B$. В остальных точках сети напряжение снижается, но остается больше нуля, нарастая от центра качаний $K_{ц}$ к источниками питания A и B . Возрастание тока вызывает нагрев оборудования, а уменьшение напряжения нарушает работу всех потребителей ЭЭС. Качание – очень опасный ненормальный режим, отражающийся на работе всей ЭЭС.

По характеру изменения тока и напряжения (рис. 1.6, в) качания похожи на КЗ. Большинство устройств РЗ могут приходить в действие при качаниях и отключать защищаемые ими элементы. Такие хаотичные отключения разделяют ЭЭС на изолированные участки с дефицитом или избытком генерируемой мощности, что может привести к частичному или полному нарушению электроснабжения питающихся от ЭЭС потребителей. Поэтому необходимы меры, исключающие хаотичное действие РЗ при возникновении качаний.

Асинхронный режим. К ненормальным режимам относится также работа синхронного генератора без возбуждения. При работе в асинхронном режиме увеличивается частота вращения генератора и возникает пульсация тока статора. Для генераторов некоторых видов длительная работа в асинхронном режиме не допускается, а для других

допускается лишь при уменьшенном значении активной мощности. В отдельных случаях потеря возбуждения, не представляя опасности для самого генератора, может послужить причиной резкого снижения напряжения, угрожающего нарушением устойчивости параллельной работы. В этом случае генератор, оставшийся без возбуждения, должен быть немедленно отключен от сети.

1.6. ОСОБЕННОСТИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ЭЭС

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

В сетях с изолированными нейтралями или нейтралями, заземленными через дугогасящие реакторы, при выполнении релейной защиты, действующей на отключение, учитываются $K^{(3)}$, $K^{(2)}$ и двойные КЗ на землю $K_{дв}^{(1,1)}$. При однофазных замыканиях на землю $K_3^{(1)}$ (не КЗ!) защита, как правило, выполняется действующей на сигнал, за исключением тех случаев, когда по условиям техники безопасности требуется отключение $K_3^{(1)}$. В этих сетях выполняют защиту от всех видов КЗ, включенной на полные токи и напряжения, либо при $K_{дв}^{(1,1)}$, переключаемой на слагающие нулевой последовательности.

На трансформаторах (автотрансформаторах) принято выполнять защиту, действующую на отключение при всех видах многофазных и однофазных КЗ на выводах и в обмотках, а также при витковых КЗ и возникновении «пожара» стали.

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

В целях упрощения в расчетах величин при КЗ не учитывают ток нагрузки и расчеты производят для начального момента времени без учета переходного сопротивления в месте КЗ.

1.7. МНОГОФАЗНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В ОДНОЙ ТОЧКЕ

Трехфазные КЗ $K^{(3)}$ рассматриваются для неразветвленной цепи (рис. 1.7). Исходными при построении векторной диаграммы являются ЭДС системы E_A , E_B и E_C . Ток в месте КЗ и в защите одинаков, и его модуль, например, для фазы A равен $I_A^{(3)} = E_A / \sqrt{Z_C^2 + Z_L^2}$, а аргумент (угол сдвига относительно E_A) $\varphi_C = \arctg \frac{X_C + X_L}{R_C + R_L}$. В месте КЗ $U_{AK} = U_{BK} = U_{CK} = 0$. Модуль остаточного напряжения в месте установки защиты $U_{AF} = I_A^{(3)} Z_L$, а аргумент $\varphi_L = \arctg X_L / R_L$.

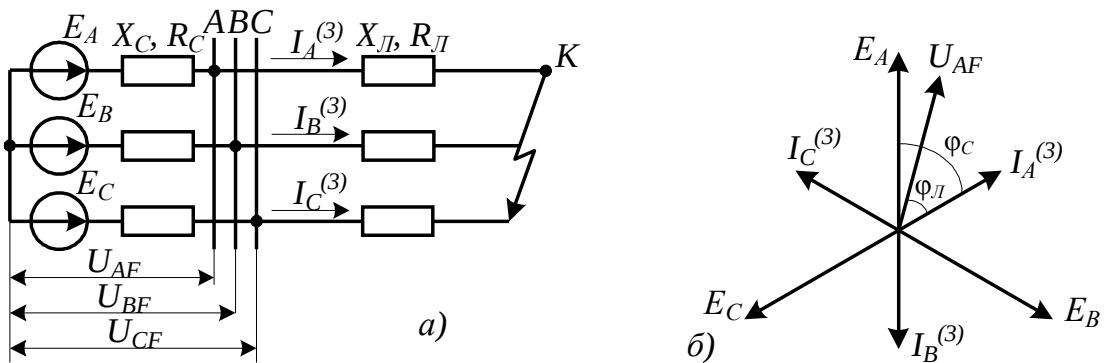


Рис. 1.7. Схема замещения сети (а) и векторная диаграмма токов и напряжений при $K^{(3)}$ (б)

Короткое замыкание между фазами B и C $K_{BC}^{(2)}$. Для всех элементов (рис. 1.7) принимается равенство сопротивлений прямой и обратной последовательностей $Z_1 = Z_2 = Z$.

Исходными при построении являются векторы ЭДС системы. Ток в неповрежденной фазе: $I_A^{(3)} = 0$, а т.к. сумма трех фаз равна 0, то $I_B^{(3)} = -I_C^{(3)}$ (рис. 1.8). Токи в неповрежденных фазах определяются эквивалентной ЭДС $E_{BC} = E_B - E_C$ и суммой сопротивлений в контуре КЗ. С учетом принятого допущения ($Z_1 = Z_2$) ток $I_B^{(3)} = \sqrt{3} E_B / \sqrt{Z_C^2 + Z_L^2}$ и сдвинут относительно E_{BC} на угол $\varphi_C^{(3)} = \varphi_C$. В месте КЗ напряжение между поврежденными фазами $U_{BCK} = 0$, а фазные напряжения $U_{BK} = U_{CK} = -0,5 \cdot E_A$. Напряжение в месте установки защиты равно сумме

напряжения в месте КЗ и падения напряжения в линии

$$U_{BF} = U_{BK} + I_B \cdot Z_L; \quad U_{CF} = U_{CK} + I_C \cdot Z_L;$$

$$U_{BCF} = (I_B - I_C) \cdot Z_L = 2 \cdot I_B \cdot Z_L. \quad \text{Вектор междуфазного}$$

напряжения в месте установки защиты U_{BCF} сдвинут относительно тока I_B на угол φ_L в сторону опережения.

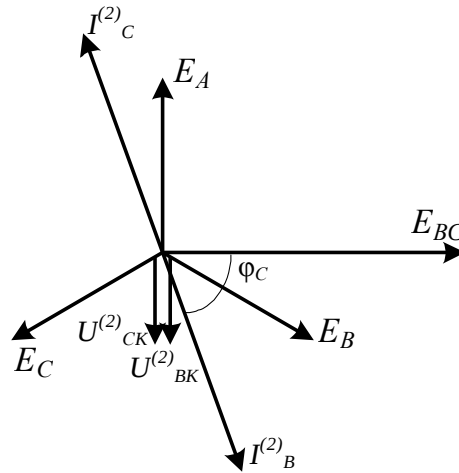


Рис. 1.8. Векторная диаграмма токов и напряжений при $K^{(2)}$

На рис. 1.9 представлено изменение векторной диаграммы напряжений вдоль системы в зависимости от вида КЗ.

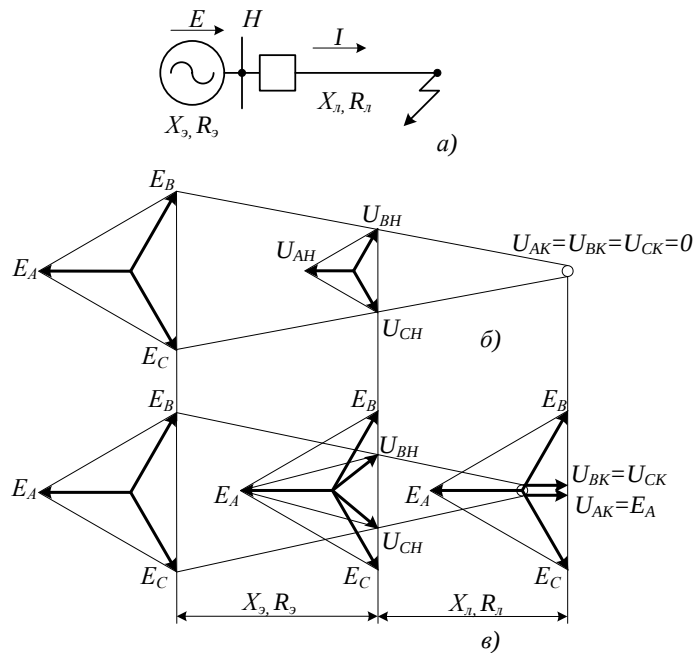


Рис. 1.9. Изменение векторной диаграммы напряжений вдоль системы, имеющей $\varphi_C = \varphi_L$, при металлических КЗ: а – схема сети; б – замыкание между тремя фазами;

в – замыкание между фазами В и С

1.8. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Однофазное КЗ на землю фазы А $K_A^{(1)}$, в отличие от междуфазных повреждений, характеризуется появлением токов и напряжений нулевой последовательности. Сопротивление нулевой последовательности одноцепной линии не равно сопротивлению прямой последовательности, и всегда $Z_{0Л} > Z_{1Л}$ (рис. 1.10).

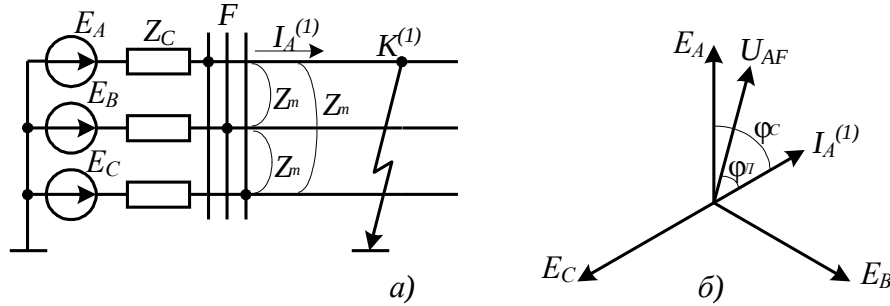


Рис. 1.10. Схема замещения сети (а) и векторная диаграмма токов и напряжений при $K^{(1)}$ (б)

В месте КЗ напряжение поврежденной фазы $U_A^{(1)} = 0$. Ток в поврежденной фазе равен геометрической сумме токов прямой, обратной и нулевой последовательностей $I_A^{(1)} = I_1 + I_2 + I_0$,

или $I_A^{(1)} = \sqrt{3} E_A / \sqrt{Z_{1\Sigma}^2 + Z_{2\Sigma}^2 + Z_{0\Sigma}^2}$, и сдвинут относительно ЭДС на угол $\varphi_C^{(1)} = \arctg \frac{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}{R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma}}$.

Напряжение поврежденной фазы в месте установки защиты (в начале линии) равно

$$U_{AF}^{(1)} = U_{1K}^{(1)} + I_1 \cdot Z_{1Л} + U_{2K}^{(1)} + I_2 \cdot Z_{2Л} + U_{0K}^{(1)} + I_0 \cdot Z_{0Л},$$

и поскольку $U_{AK}^{(1)} = 0$, то

$$U_{AF}^{(1)} = I_1 \cdot Z_{1Л} + I_2 \cdot Z_{2Л} + I_0 \cdot Z_{0Л}.$$

Напряжение $U_{AF}^{(1)}$ опережает ток $I_A^{(1)}$ на угол

$$\varphi_{Л}^{(1)} = \arctg \frac{X_{1Л} + X_{2Л} + X_{0Л}}{R_{1Л} + R_{2Л} + R_{0Л}}.$$

Напряжения неповрежденных фаз в месте КЗ $U_{BK}^{(1)}$ и $U_{CK}^{(1)}$ не остаются неизменными и равными ЭДС E_B и E_C . Вследствие

взаимоиндуктивной связи с поврежденной фазой в неповрежденных индуцируются ЭДС $\Delta E_M = I_A \dot{\overline{C}} \cdot Z_M$.

Двухфазное КЗ на землю в сети с глухозаземленными нейтралями $K^{(1,1)}$ также характеризуется появлением слагающих нулевой последовательности. В месте металлического КЗ ток прямой, обратной и нулевой последовательностей при условии $Z_{1\Sigma} = Z_{2\Sigma}$ определяется как

$$\begin{aligned} I_{1K}^{(1,1)} &= E_\Phi \cdot \dot{\overline{C}}_{1\Sigma} + Z_{0\Sigma} / \dot{\overline{C}}_{1\Sigma} \dot{\overline{C}}_{1\Sigma} + 2Z_{0\Sigma} \dot{\overline{C}}_{1\Sigma}; \\ I_{2K}^{(1,1)} &= E_\Phi \cdot Z_{0\Sigma} / \dot{\overline{C}}_{1\Sigma} \dot{\overline{C}}_{1\Sigma} + 2Z_{0\Sigma} \dot{\overline{C}}_{1\Sigma}; \\ I_{0K}^{(1,1)} &= E_\Phi / \dot{\overline{C}}_{1\Sigma} + 2Z_{0\Sigma} \dot{\overline{C}}_{1\Sigma}. \end{aligned}$$

При КЗ на землю защита включается на слагающие нулевой последовательности. Поэтому для выбора параметров срабатывания защиты достаточно *определить* значение, например, токов I_0 при $K^{(1)}$ и $K^{(1,1)}$. В соответствии с приведенными соотношениями при КЗ в одной и той же точке и условии $Z_{1\Sigma} = Z_{2\Sigma}$:

$$I_{0K}^{(1,1)} / I_{0K}^{(1)} = \dot{\overline{C}}_{1\Sigma} + 2Z_{0\Sigma} \dot{\overline{C}}_{1\Sigma} / 2\dot{\overline{C}}_{1\Sigma} + Z_{0\Sigma} \dot{\overline{C}}_{1\Sigma}.$$

Двойные замыкания на землю $K_{дв}^{(1,1)}$ учитываются в сетях с изолированными нейтралями или нейтралями, заземленными через дугогасящие реакторы. Например, на линии (рис. 1.11, а) фаза В замкнулась в т. K_B , а фаза С – в т. K_C . Токи нулевой последовательности проходят лишь в части линии между точками K_B и K_C , т.к. вне этого участка нет контура для их замыкания. При $K_{дв}^{(1,1)}$ между фазами В и С ток в фазе А отсутствует, в начале линии до т. K_C токи проходят в поврежденных фазах $I_{двВ}^{(1,1)} = -I_{двС}^{(1,1)}$, а сумма их равна нулю. На участке K_C – K_B ток проходит лишь в фазе В, появляется ток нулевой последовательности $I_{дв0}^{(1,1)} = \frac{1}{3} I_{двВ}^{(1,1)}$. На рис. 1.11, б показаны линии Л1 и Л2, отходящие от шин подстанции, на одной из которых произошло замыкание фазы В в т. K_B , а на другой – фазы С в т. K_C – $K_{дв}^{(1,1)}$. Если при этом защита отключит Л2, то на Л1 останется однофазное замыкание на землю $K_3^{(1)}$, не являющееся КЗ. Поэтому целесообразно отключать лишь одно место повреждения при $K_{дв}^{(1,1)}$, а оставшееся $K_3^{(1)}$ может быть ликвидировано ремонтным персоналом при получении сигнала о нем.

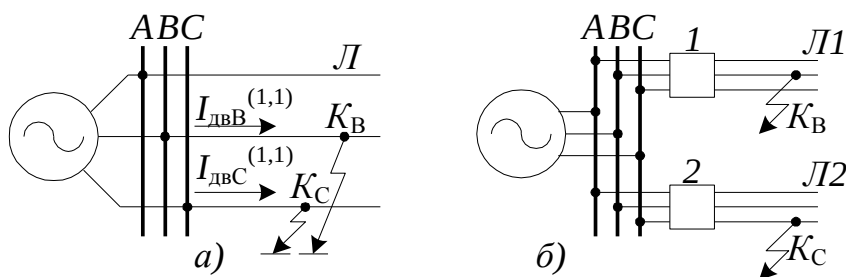


Рис. 1.11. Двойные замыкания на землю в сети

1.9. СООТНОШЕНИЯ ТОКОВ ПРИ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ СВЯЗЯХ СЕТИ

Соотношения рассматриваются для наиболее распространенной группы соединения обмоток $Y/\Delta-11$. При анализе работы защит необходимо знать соотношения электрических величин как на стороне, где произошло повреждение, так и на других сторонах трансформатора.

На рис. 1.12, а приведена электрическая схема такого трансформатора, указаны начала (A, B, C, a, b, c) и концы (X, Y, Z, x, y, z) обмоток, а также условные положительные направления токов в подводящих проводах обмоток, соединенные треугольником ($I_{A\Delta}, I_{B\Delta}, I_{C\Delta}$), в фазах этих же обмоток ($I_\alpha, I_\beta, I_\gamma$) и в фазах обмоток, соединенных звездой (I_{AY}, I_{BY}, I_{CY}).

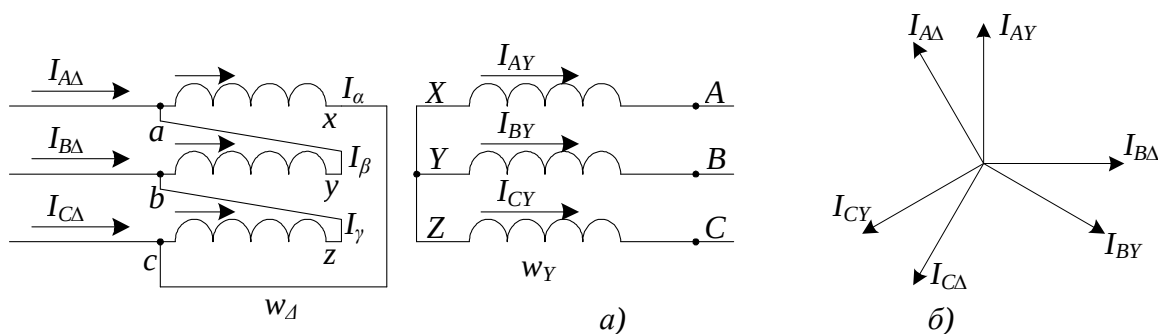


Рис. 1.12. Трансформатор со схемой соединения обмоток $Y/\Delta-11$ (а)
и векторная диаграмма токов в симметричном режиме (б)

Для трансформатора с коэффициентом трансформации $n = U_{AB}/U_{ab}$ равным единице, числа витков обмоток соотносятся как $w_\Delta = \sqrt{3} \cdot w_Y$. Из равенства намагничивающих сил обмоток ($I_\alpha w_\Delta = I_{AY} \cdot w_Y$) следуют соотношения $I_\alpha = I_{AY}/\sqrt{3}$; $I_\beta = I_{BY}/\sqrt{3}$; $I_\gamma = I_{CY}/\sqrt{3}$. Соотношения для

токов I_Δ и I_Y можно получить, исходя из первого закона Кирхгофа для узлов a, b, c :

$$I_{A\Delta} = I_\alpha - I_\beta; \quad I_{B\Delta} = I_\beta - I_\gamma; \quad I_{C\Delta} = I_\gamma - I_\alpha,$$

или

$$I_{A\Delta} = \frac{I_{AY} - I_{BY}}{\sqrt{3}}; \quad I_{B\Delta} = \frac{I_{BY} - I_{CY}}{\sqrt{3}}; \quad I_{C\Delta} = \frac{I_{CY} - I_{AY}}{\sqrt{3}}.$$

Векторная диаграмма токов в симметричном режиме приведена на рис. 1.12, б. Определение токов на стороне звезды при известных токах на стороне треугольника может быть получено при отсутствии токов нулевой последовательности, когда $I_\alpha + I_\beta + I_\gamma = 0$. При этом

$$I_{AY} = \frac{I_{A\Delta} - I_{C\Delta}}{\sqrt{3}}; \quad I_{BY} = \frac{I_{B\Delta} - I_{A\Delta}}{\sqrt{3}}; \quad I_{CY} = \frac{I_{C\Delta} - I_{B\Delta}}{\sqrt{3}}.$$

При двухфазном КЗ, например, между фазами B и C на стороне звезды токи $I_{AY} = 0$, $I_\alpha = 0$; $I_{BY} = -I_{CY}$. Следовательно, $I_{A\Delta} = -\frac{I_{BY}}{\sqrt{3}}$; $I_{B\Delta} = \frac{2I_{BY}}{\sqrt{3}}$; $I_{C\Delta} = -\frac{I_{BY}}{\sqrt{3}}$.

При двух других видах двухфазных КЗ вид векторной диаграммы остается неизменным и лишь циклически изменяются фазы (рис. 1.13).

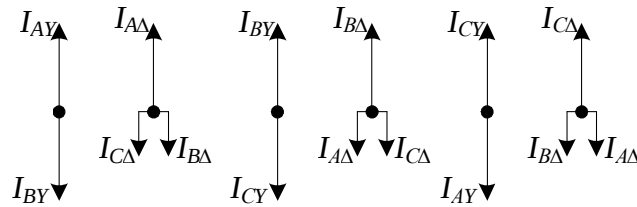


Рис. 1.13. Векторные диаграммы токов при $K^{(2)}$ на стороне звезды

При двухфазном КЗ между фазами B и C на стороне треугольника также справедливо соотношение $I_\alpha + I_\beta + I_\gamma = 0$. При равных сопротивлениях каждой фазы обмотки токи $I_\gamma = 2I_\alpha$; $I_\alpha = I_\beta$. Уравнение токов для узла b имеет вид $I_\alpha = I_\gamma - I_{B\Delta} = 0$ или $I_\alpha + 2I_\alpha = I_{B\Delta}$. Таким образом, $I_{AY} = \frac{I_{B\Delta}}{\sqrt{3}}$; $I_{BY} = \frac{I_{B\Delta}}{\sqrt{3}}$; $I_{CY} = -\frac{2I_{B\Delta}}{\sqrt{3}}$.

При двух других двухфазных КЗ вид векторной диаграммы остается неизменным и лишь циклически изменяются фазы.

При однофазном КЗ, например, фазы A на стороне звезды токи равны $I_{BY} = I_{CY} = 0$ и $I_\beta = I_\gamma = 0$. На стороне треугольника: $I_{A\Delta} = \frac{I_{AY}}{\sqrt{3}}$; $I_{B\Delta} = 0$;

$I_{C\Delta} = -\frac{I_{AY}}{\sqrt{3}}$. При двух других видах однофазных КЗ вид векторной диаграммы остается неизменным и лишь циклически изменяются фазы (рис. 1.14).

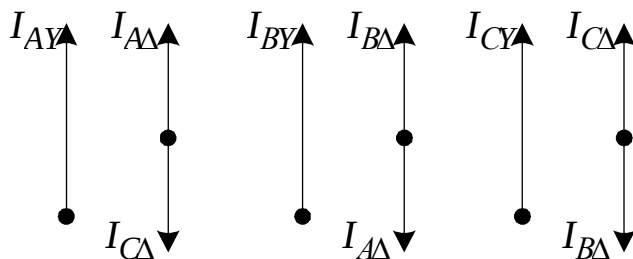


Рис. 1.14. Векторные диаграммы токов при $K_3^{(1)}$ на стороне звезды треугольника

На основании приведенных соотношений и векторных диаграмм следуют общие выводы для трансформаторов со схемой соединения $Y/\Delta-11$ при КЗ на разных сторонах трансформатора:

1. В симметричном режиме токи на стороне треугольника I_{Δ} сдвинуты относительно токов на стороне звезды I_Y на угол $\pi/6$ против часовой стрелки.

2. При двухфазных КЗ на стороне, где произошло повреждение, в двух поврежденных фазах проходят равные и противоположно направленные токи. На другой стороне трансформатора при этом проходят в двух фазах равные токи и в $\sqrt{3}$ меньшие, чем на поврежденной стороне, а в третьей – вдвое больший ($2\sqrt{3}$) и противоположно направленный.

3. При однофазных КЗ на стороне звезды проходит ток в поврежденной фазе; на стороне треугольника при этом проходят в двух фазах одинаковые и в $\sqrt{3}$ раз меньшие, чем ток на стороне звезды.

1.10. ОДНОФАЗНЫЕ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Однофазные замыкания на землю $K_3^{(1)}$ являются частыми в сетях с изолированными нейтралями или нейтралями, заземленными через дугогасящие реакторы. Ток замыкания при $K_3^{(1)}$ определяется достаточно большим емкостным сопротивлением фаз относительно земли, поэтому допустимо пренебрегать всеми остальными индуктивными и емкостными сопротивлениями в контуре замыкания.

Для общего анализа электрических величин распределенные емкости элементов относительно земли заменяют сосредоточенными. В нормальном режиме работы (рис. 1.15) под действием ЭДС проходят емкостные токи

$I_A = j\omega C \cdot E_A$; $I_B = j\omega C \cdot E_B$; $I_C = j\omega C \cdot E_C$, опережающие соответствующие ЭДС на $\pi/2$ (рис. 1.16, а). Т.к. $I_A + I_B + I_C = 0$, то в сети отсутствуют слагающие нулевой последовательности. Ввиду сравнительно малого значения этих токов можно пренебречь падением напряжения от них в линии. Поэтому фазное напряжение $U_\phi = E_\phi$. Обойдя контур одной из фаз, можно определить напряжение нейтрали относительно земли из условия $\Sigma E = \Sigma U$. При указанных на рисунке условных положительных направлениях $E_A = U_\phi - U_H$, т.е. $U_H = 0$.

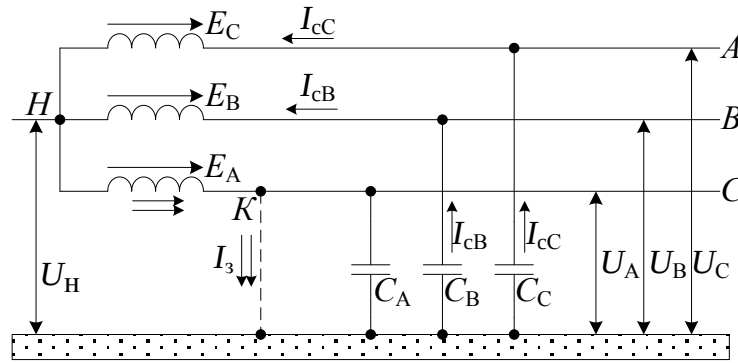


Рис. 1.15. Токи и напряжения при замыкании на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью

При замыкании на землю в т. $K_A^{(1)}$ (рис. 1.15) напряжение замкнувшейся фазы $U_A^{(1)} = 0$, ток $I_3^{(1)} = 3I_0$. Если пренебречь падением напряжения от емкостных токов, то напряжение в любой точке замкнувшейся фазы $U_A^{(1)} = 0$, напряжение нейтрали $U_H = U_A^{(1)} - E_A = -E_A$.

При построении векторной диаграммы (рис. 1.16, б) целесообразно принять за исходную точку A. Напряжение неповрежденных фаз $U_B^{(1)} = U_H^{(1)} + E_B$, $U_B^{(1)} = \sqrt{3}E_\phi$; $U_C^{(1)} = U_H^{(1)} + E_C$, $U_C^{(1)} = \sqrt{3}E_\phi$.

Сумма напряжений $U_A^{(1)} + U_B^{(1)} + U_C^{(1)} = -3E_A$, напряжение последовательности $U_0^{(1)} = -E_A$.

Поскольку нейтраль источника изолирована, то $I_A^{(1)} + I_B^{(1)} + I_C^{(1)} = 0$. В неповрежденных фазах проходят токи, определяемые напряжениями этих фаз: $I_B^{(1)} = j\omega C \cdot U_B^{(1)}$, $I_B^{(1)} = \sqrt{3}\omega C E_\phi$; $I_C^{(1)} = j\omega C \cdot U_C^{(1)}$, $I_C^{(1)} = \sqrt{3}\omega C E_\phi$; в поврежденной фазе $I_A^{(1)} = -(I_B^{(1)} + I_C^{(1)})$; $I_A^{(1)} = 3\omega C E_\phi$.

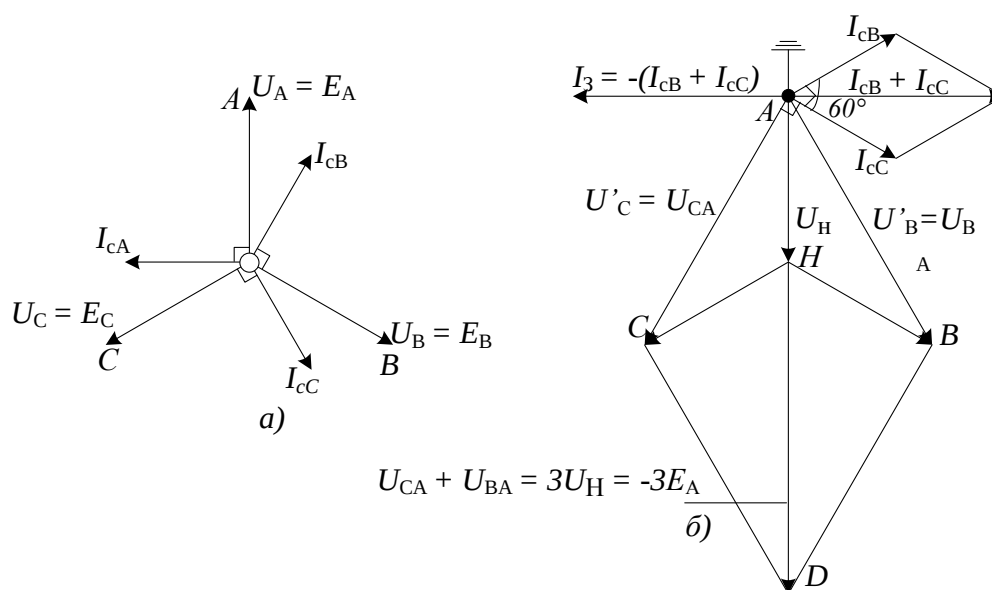


Рис. 1.16. Векторные диаграммы токов и напряжений в сети с изолированной нейтралью: *а* – в нормальном режиме, *б* – при замыкании на землю фазы *А*

В случае, когда от питающих шин отходят несколько линий, через защиту поврежденной линии проходит сумма токов нулевой последовательности неповрежденных линий, определяемых емкостями линий относительно земли, а через защиты неповрежденных линий – токи, определяемые их емкостями относительно земли.

При $K_3^{(1)}$ треугольник междуфазных напряжений не искажается, поэтому не нарушается работа потребителей, включенных на эти напряжения, а емкостные токи фаз увеличиваются лишь в $\sqrt{3}$ в неповрежденных фазах и в 3 раза в поврежденной фазе, оставаясь по-прежнему малыми, определяемыми значительными емкостными сопротивлениями. Учитывая это, а также отсутствие в ряде случаев резерва у потребителей, защиту от $K_3^{(1)}$ выполняют действующей на сигнал (если отключение не диктуется требованиями техники безопасности).

В п. 7.2, а также в работе [8] подробно изложены принципы построения защит от однофазных замыканий на землю, а также представлены формулы для определения емкости фаз относительно земли для воздушных и кабельных линий электропередачи.

1.11. ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Общие вопросы выполнения защиты от КЗ. Способы выполнения защиты от КЗ весьма разнообразны. Однако все защиты выполняются обычно автономными устройствами с использованием, как правило, токов и напряжений промышленной частоты защищаемых элементов сети.

По способам обеспечения селективности при внешних КЗ они могут быть отнесены к двум основным группам. В одну из них входят защиты, обладающие *относительной селективностью*, в другую – *абсолютной селективностью*. Защиты с абсолютной селективностью работают только при КЗ на защищаемом участке и поэтому обычно выполняются без выдержки времени. Это является их большим достоинством. Защиты с относительной селективностью могут работать при КЗ как на защищаемом участке, так, в качестве резервных, и на смежных. Для обеспечения их селективности при КЗ вне защищаемого участка они должны в таких случаях работать с временем, большим времени срабатывания защит смежных элементов.

В некоторых случаях для обеспечения более быстрого отключения КЗ оказывается целесообразным снижать требования к селективности защит с относительной селективностью, допуская их срабатывание при КЗ на части смежных участков даже при исправности защит и выключателей последних. Такие защиты называются *неселективными*. Они применяются обычно в сочетании с устройствами автоматического повторного включения (АПВ), исправляющими их недостаточно совершенную работу. Так, например, неселективные защиты иногда используются на радиальных линиях в распределительных сетях с односторонним питанием, часто имеющих большое число последовательно расположенных участков. Защиты с абсолютной селективностью не могут быть неселективными. По выполняемым функциям защиты делятся на основные и резервные. Наличие в сети резервных защит считается обязательным. Для выполнения функций дальнего резервирования защиты должны обладать относительной селективностью.

В некоторых случаях используются также *дополнительные* защиты, выполняющие некоторые вспомогательные функции, например, ускорение отключения КЗ на части участка, защиту «мертвых зон», определяемых направленными элементами основных и резервных защит, и т.д.

Защиты с относительной селективностью. К этой группе относятся токовые, токовые направленные и дистанционные защиты. Их селективность при внешних КЗ обеспечивается выбором выдержек времени защиты и параметров срабатывания измерительных органов и

контролем (если оказывается необходимым) направления мощности КЗ. Ниже возможность такого выбора определяется на примере защиты линий законами изменений токов, напряжений и знаков мощностей, характеризующими КЗ в различных точках защищаемой сети (рис. 1.17).

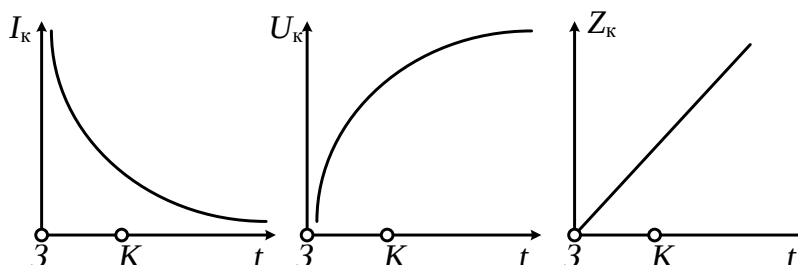


Рис. 1.17. Зависимости электрических величин от места металлического КЗ (т. К)

Ток КЗ I_K , проходящий через устройства защиты, включенные по концам защищаемых участков, тем меньше, чем больше удалено место повреждения (т. К) от места включения защиты (точка 3) (рис. 1.17, а), т.к. его значение уменьшается с увеличением сопротивления петли КЗ. Это и дает возможность создавать токовые защиты с выдержками времени тем большими, чем меньше значение I_K . Чем более резко снижается I_K вдоль защищаемого направления, тем более эффективным оказывается осуществление таких защит. Длина защищаемой зоны токовой защиты зависит от режима работы сети. Остаточное напряжение петли КЗ в месте включения защиты U_K , наоборот тем больше, чем более удалена эта точка (рис. 1.17, б). Поэтому дистанционные защиты, функционирование которых обычно определяется сопротивлением петли КЗ Z_K , пропорциональным отношению U_K/I_K , будут иметь тем большие Z_K , чем более удалена точка КЗ от места включения защиты (рис. 1.17, в). При этом оказывается несущественной крутизна снижения I_K .

Полная мощность КЗ всегда направлена к месту повреждения, поэтому ее знак дает возможность выявлять место КЗ по отношению к месту включения защиты.

Выдержки времени рассматриваемых защит в функции расстояния от места их включения до точки КЗ могут иметь ступенчатый (рис. 1.18, а), плавный или зависимый (рис. 1.18, б) и ступенчато-плавный или комбинированный (рис. 1.18, в) вид. Под выдержкой времени понимается не уставка на органе выдержки времени, а полное время срабатывания защиты до момента подачи отключающего сигнала на выключатель. Для сетей напряжением 35 кВ и выше обычно используются защиты со

ступенчатыми характеристиками с числом ступеней три, иногда четыре. В распределительных сетях более низких напряжений применяются и другие исполнения, например, при необходимости сочетать их с защитами, выполняемыми плавкими предохранителями, имеющими плавные характеристики выдержек времени. Преимуществом защит со ступенчатыми характеристиками по сравнению с другими является более простое выполнение измерительных органов.

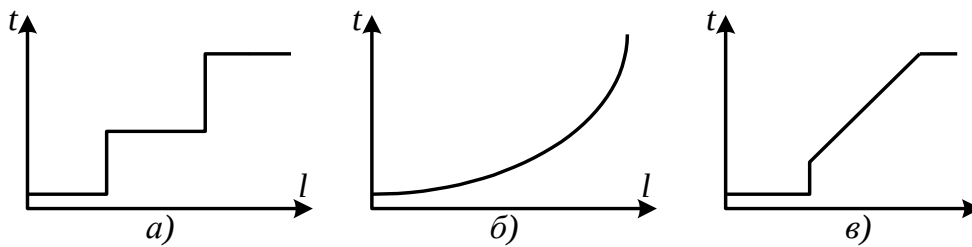


Рис. 1.18. Виды характеристик выдержки времени $t = f(I)$ защит с относительной селективностью

На рис. 1.19 приведены трехступенчатые характеристики выдержек времени защит, включенных на радиальные линии сети с односторонним питанием. Каждый комплект защиты (1, 2, 3) имеет три ступени, характеризующиеся выдержками времени t^I , t^{II} , t^{III} и защищаемыми зонами l^I , l^{II} и l^{III} , определенными при металлических КЗ.

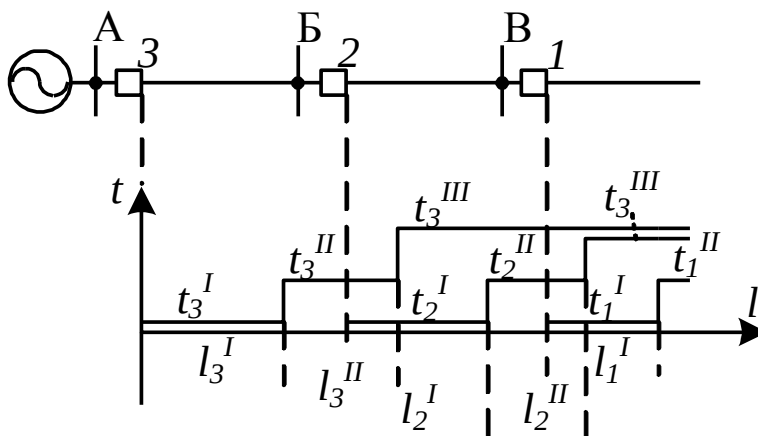


Рис. 1.19. Ступенчатые характеристики выдержек времени защит с относительной селективностью и сетей с односторонним питанием

Первые ступени (I) обычно работают без специально устанавливаемой выдержки времени (t^I определяется конечным собственным временем срабатывания элементов защиты). Защищаемые

ими первые зоны I^I охватывают только часть длины участка, ближайшую к месту включения защиты. Охват всего участка, как правило, нецелесообразен, т.к. при этом защита данного участка могла бы излишне срабатывать при КЗ в начале смежных элементов.

Вторые ступени (II) работают с выдержкой времени t^II , обычно одинаковой для всех защит линий сети. Это время, составляющее в среднем около 0,5 с, предотвращает возможность срабатывания II ступени защиты при КЗ в начале смежных элементов. Защищаемая II ступенью зона I^II должна с запасом охватывать конец участка (за первой зоной) и шины подстанции противоположной стороны. Конец I^II ограничивается началом второй зоны защиты смежного участка, что предотвращает возможность одновременного срабатывания смежных защит (последующей и предыдущей) с одинаковым t^II при КЗ во второй зоне предыдущей защиты (например, защиты 3 при КЗ в I^II_2 защиты 2).

Третьи ступени (III) имеют наибольшие выдержки времени t^III , выбираемые по ступенчатому принципу тем большими, чем ближе включена защита к источнику питания. Основное назначение III ступеней – выполнение функций резервирования при КЗ на предыдущем участке и отказе его защиты или выключателя. Конец зон действия I^III III ступеней часто не фиксируется. Очень часто защиты выполняются таким образом, что последующие ступени каждого устройства могут срабатывать при несрабатывании по некоторым причинам (например, вследствие недостаточной чувствительности) предыдущих ступеней. В таких случаях III ступени, являющиеся наиболее чувствительными, резервируют также работу I и II ступеней своего комплекта защиты, а II ступень – работу I ступени.

Сокращение числа ступеней защиты линий иногда осуществляется путем исключения одной из них или совокупности двух. При этом для основных защит одновременное исключение II и III ступеней недопустимо, так как оставлять защиту только с I ступенью нельзя – она не защищает конца участка. Такая защита иногда применяется только как дополнительная, обеспечивающая быстрое отключение КЗ в начале участка, имеющего другую основную защиту.

На рис. 1.20 приведены ступенчатые характеристики выдержек времени защиты для участков линий сети с двусторонним питанием. В этом случае комплекты защиты включаются с обеих сторон каждого участка и для обеспечения полной селективности при внешних КЗ дополняются органами направления мощности, разрешающими им срабатывать только при направлении мощности КЗ от шин в сторону

защищаемого участка. Характеристики защит 1 и 3, действующих при направлении мощности КЗ слева направо, на рис. 1.20 показаны сверху, а защит 2 и 4, действующих соответственно при направлении мощности КЗ справа налево, – снизу.

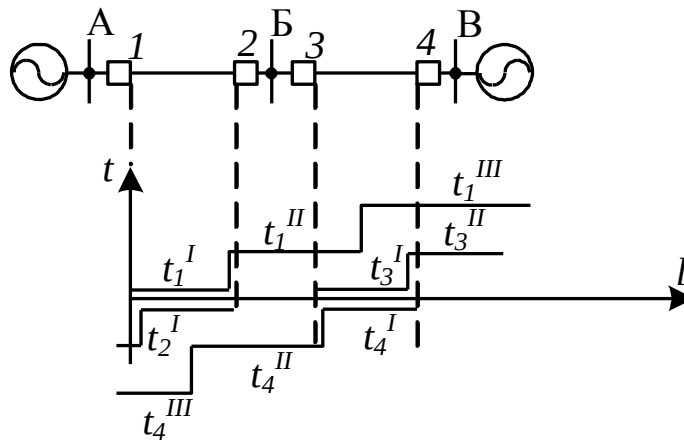


Рис. 1.20. Ступенчатые характеристики выдержек времени защит с относительной селективностью в сети с двухсторонним питанием

Диаграммы на рис. 1.19 и 1.20 подтверждают возможность правильной ликвидации КЗ защитами с относительной селективностью.

Защиты с абсолютной селективностью. К этой группе относятся защиты, основанные на непосредственном или косвенном сравнении электрических величин по концам защищаемой линии или на двух или нескольких присоединенных к общим шинам линиях электроустановки. В первом случае защиты называются **продольными**, во втором – **поперечными**. При непосредственном сравнении электрических величин по связующим звеньям передаются контролируемые электрические величины, а при косвенном – сигналы блокировки или разрешения срабатывания от сработавших элементов защиты и защит в целом.

Для продольных защит в качестве связующих звеньев, по которым передается информация об электрических величинах с одного конца участка на другой, используются вспомогательные провода, прокладываемые обычно в земле, провода самой защищаемой линии, по которым передаются сигналы токами высокой частоты, или редко – специальные радиоканалы.

В качестве связующих звеньев для поперечных защит целесообразно, очевидно, применять вспомогательные провода, прокладываемые в пределах данной электроустановки.

В защитах с абсолютной селективностью могут сравниваться мгновенные токи или только фазы токов, а также знаки мощностей или иногда направления мгновенных токов.

Защиты, непосредственно сравнивающие мгновенные токи, называются *дифференциальными токовыми*; их разновидностью являются *дифференциально-фазные токовые*, в которых сравниваются фазы токов. Защиты, сравнивающие знаки мощностей, называются *направленными*. В некоторых случаях, например для параллельных цепей линий, применяются и поперечные токовые направленные защиты, в частности дифференциальные.

На рис. 1.21, *а* показана линия с двусторонним питанием, оборудованная защитой с абсолютной селективностью. Условные положительные направления токов I_I и I_{II} с двух ее сторон, показанные на схеме стрелками, приняты от шин *А* и *Б* в сторону линии. При КЗ на защищаемой линии (т. K_1) токи КЗ I_I и I_{II} сдвинуты по фазе на относительно небольшой угол δ (рис. 1.21. *б*), определяемый углом сдвига ЭДС E_A и E_B и неодинаковыми углами сопротивлений $\arctg(X_A/R_A)$ и $\arctg(X_B/R_B)$ двух частей системы по отношению к т. K_1 . В случаях внешних КЗ этот угол для участков не очень большой длины, если пренебречь их емкостной проводимостью, равен 180° (рис. 1.21, *в*). Мощности КЗ при повреждении на линии и тех же условных направлениях, что и токи, имеют одинаковые знаки, а в случаях внешних КЗ – разные.

С учетом указанного различия в фазных соотношениях токов или знаках мощности КЗ представляется возможным обеспечивать селективность при внешних КЗ рассматриваемой группы защит без использования выдержек времени.

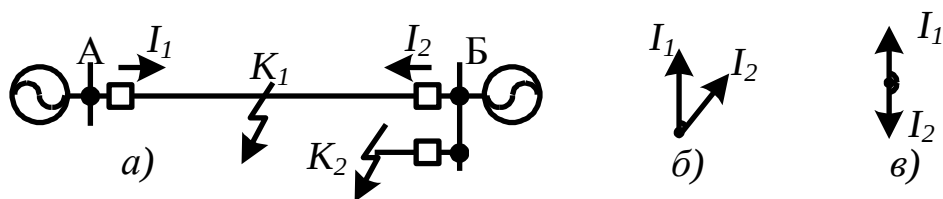


Рис. 1.21. Принцип действия продольных защит с абсолютной селективностью

Неселективные защиты. Рассматриваемые защиты являются разновидностью защит с относительной селективностью и часто отличаются от последних только выбором параметров срабатывания отдельных ступеней.

На рис. 1.22 в виде примера приведена трехступенчатая характеристика защиты 3 участка АБ линии с односторонним питанием. Первая зона защиты I_3^I охватывает весь участок АБ и шины подстанции Б. При таком выполнении

защиты КЗ в любой точке защищаемого участка будут отключаться без выдержки времени. При КЗ в начале участка БВ одновременно с первой ступенью защиты 2 будет срабатывать первая ступень защиты 3. Ее нежелательное, но намеренно допущенное срабатывание будет исправляться АПВ. В отечественной практике находят применение неселективные токовые защиты преимущественно в распределительных сетях с $U_{\text{ном}} < 35$ кВ. Они выполняются, например, так, чтобы без выдержки времени отключались все КЗ, обуславливающие на шинах головных подстанций остаточные напряжения, меньшие примерно $0,6U_{\text{ном}}$.

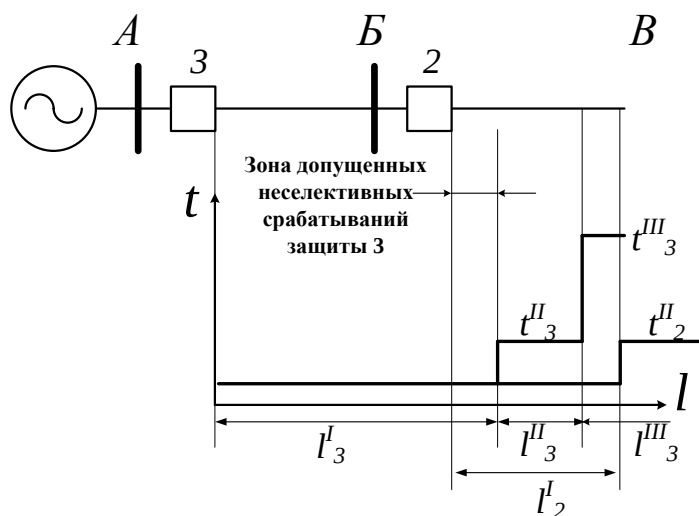


Рис. 1.22. Характеристики выдержек времени при не полностью селективной первой ступени защиты 3

ЧАСТЬ 2

ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

2.1. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Одним из признаков возникновения КЗ является увеличение тока в ЛЭП. Этот признак используется для выполнения токовых защит, реагирующих на ток, проходящий по защищаемому элементу. Токовые защиты приходят в действие при увеличении тока в фазах ЛЭП сверх определенного значения.

Токовые защиты подразделяются на максимальные токовые защиты (МТЗ), в которых для обеспечения селективности используется выдержка времени, и токовые отсечки (ТО), где селективность достигается выбором тока срабатывания. Таким образом, главное отличие между разными типами токовых защит в способе обеспечения селективности.

Селективность действия МТЗ достигается с помощью выдержки времени. Селективность ТО обеспечивается соответствующим выбором тока срабатывания. Принципиальная схема МТЗ представлена на рис. 2.1.

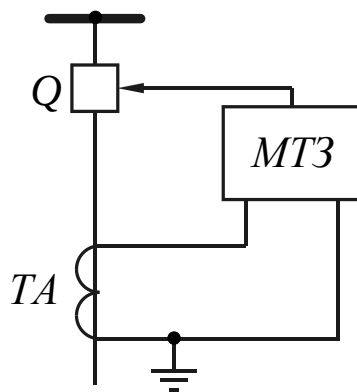


Рис. 2.1. Принципиальная схема токовых защит

2.2. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

МТЗ является основным видом защиты для сетей с односторонним питанием. Защита устанавливается в начале каждой ЛЭП со стороны источника питания (рис. 2.2, а). Каждая ЛЭП имеет самостоятельную РЗ, отключающую ЛЭП в случае повреждения на ней самой или на шинах питающейся от нее подстанции, и резервирующую РЗ соседней (смежной) ЛЭП.

При КЗ в какой-либо точке сети, например в т. $K1$ (рис. 2.2, а), ток КЗ I_K проходит по всем участкам сети, расположенным между источником питания и местом повреждения, в результате чего приходят в действие все устройства РЗ (1, 2, 3). Однако по условию селективности сработать на отключение должна только РЗ МТЗ 1, установленная по поврежденной ЛЭП. Для обеспечения указанной селективности МТЗ выполняются с выдержками времени, нарастающими от потребителей к источнику питания (рис. 2.2, б). При соблюдении этого принципа в случае КЗ в т. $K1$ раньше других сработает защита МТЗ 1 и отключит поврежденную ЛЭП. Защиты МТЗ 2, МТЗ 3, имеющие большую выдержку времени, вернуться в начальное положение, не успев подействовать на отключение. Соответственно при КЗ в т. $K2$ быстрее всех сработает МТЗ 2, а МТЗ 3, имеющая большее время отключения, не успеет подействовать.

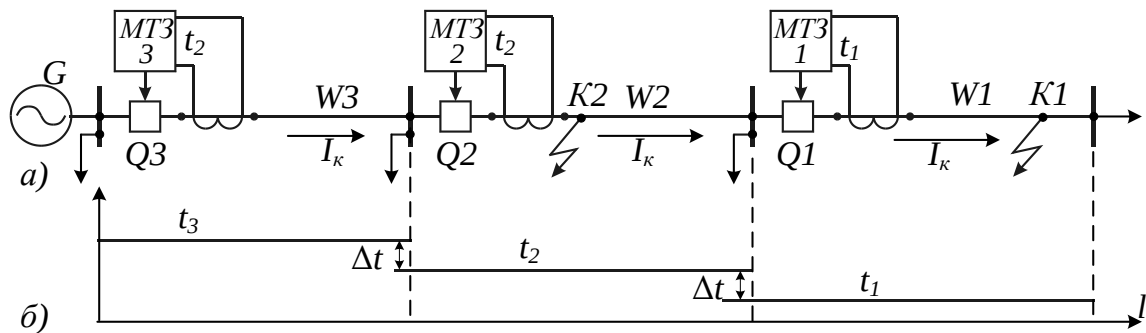


Рис. 2.2. Место установки (а) и временная диаграмма работы МТЗ (б)

По характеру зависимости времени действия от тока МТЗ подразделяются на защиты с независимой (рис. 2.2) и зависимой характеристикой срабатывания.

МТЗ оснащаются не только ЛЭП, но также и силовые трансформаторы, кабельные линии, генераторы, двигатели на напряжение 6, 10 кВ.

Схемы защиты

По способу питания оперативных цепей МТЗ делятся на РЗ с постоянным и переменным оперативным током.

На рис. 2.3 представлена структурная схема трехфазной МТЗ с независимой от тока выдержкой времени, характеризующая общие принципы выполнения МТЗ при любой используемой элементной базе.

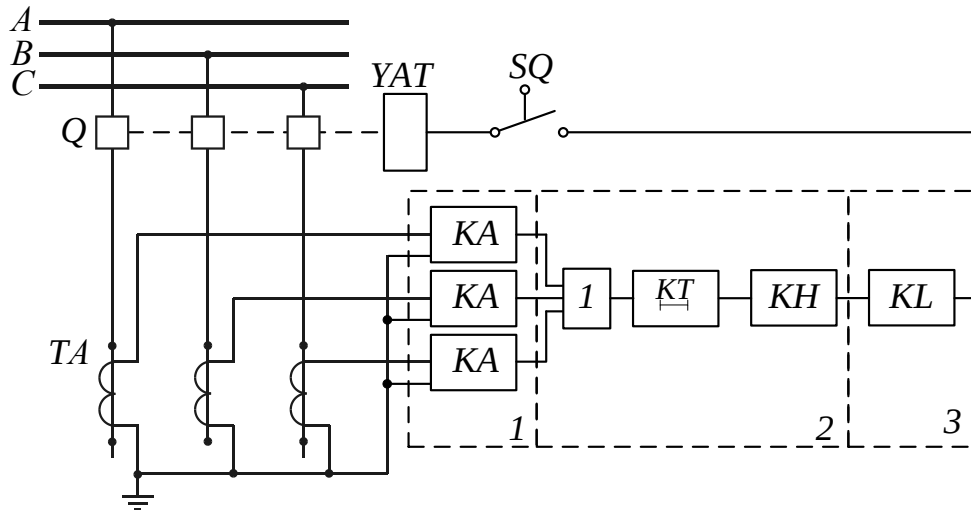


Рис. 2.3. Структурная схема трехфазной МТЗ

Измерительная часть МТЗ 1 состоит из измерительных органов (ИО) – токовых реле KA мгновенного действия. В трехфазной схеме ИО предусматриваются на каждой фазе, они питаются вторичными токами соответствующих фаз трансформаторов тока (ТТ), соединенных по схеме полной звезды.

Логическая часть 2 состоит из логического элемента ИЛИ, органа времени KT , создающего выдержку времени Δt , указательного (сигнального) реле KH .

Исполнительный орган 3, выполняемый посредством выходного промежуточного реле KL , срабатывая, передает команду на отключение выключателя Q . Исполнительный орган должен обладать мощным выходным сигналом, достаточным для приведения в действия электромагнита отключения (ЭО) YAT привода выключателя.

При возникновении повреждения на защищаемой линии срабатывают токовые реле тех фаз, по которым проходит ток КЗ. При этом у реле замыкаются контакты. Сработавшие ИО воздействуют через логический элемент ИЛИ на орган времени KT , который по истечении заданной выдержки времени выдает сигнал, приводящий в действие исполнительный орган KL . Последний срабатывает и подает напряжение от источника оперативного тока в ЭО выключателя YAT . После отключения повреждения ток КЗ прекращается, ИО и все элементы РЗ возвращаются в исходное состояние. Для успешного размыкания тока, проходящего по ЭО (YAT), контактами промежуточного реле KL после отключения КЗ в цепи выключателя предусматривается блокировочный вспомогательный контакт SQ , положение которого совпадает с положением выключателя. При включенном выключателе контакт SQ

замкнут и размыкается при отключении выключателя Q , разрывая цепь тока ЭО выключателя YAT .

На рис. 2.4 приведена принципиальная схема трехфазной МТЗ, выполненной на электромеханических реле. Построение схемы и все ее элементы соответствуют структурной схеме, представленной на рис. 2.3.

Защита, выполненная по предложенной схеме, действует при всех видах КЗ. В случае недостаточного значения тока при $K^{(1)}$ в нулевой провод включается реле тока KA_0 , чувствительность которого выше, чем у реле KA в фазах. Контакты реле KA соединяются по схеме ИЛИ. Питание оперативных цепей защиты осуществляется постоянным током с шин управления (ШУ) через свои предохранители, а ЭО от других предохранителей.

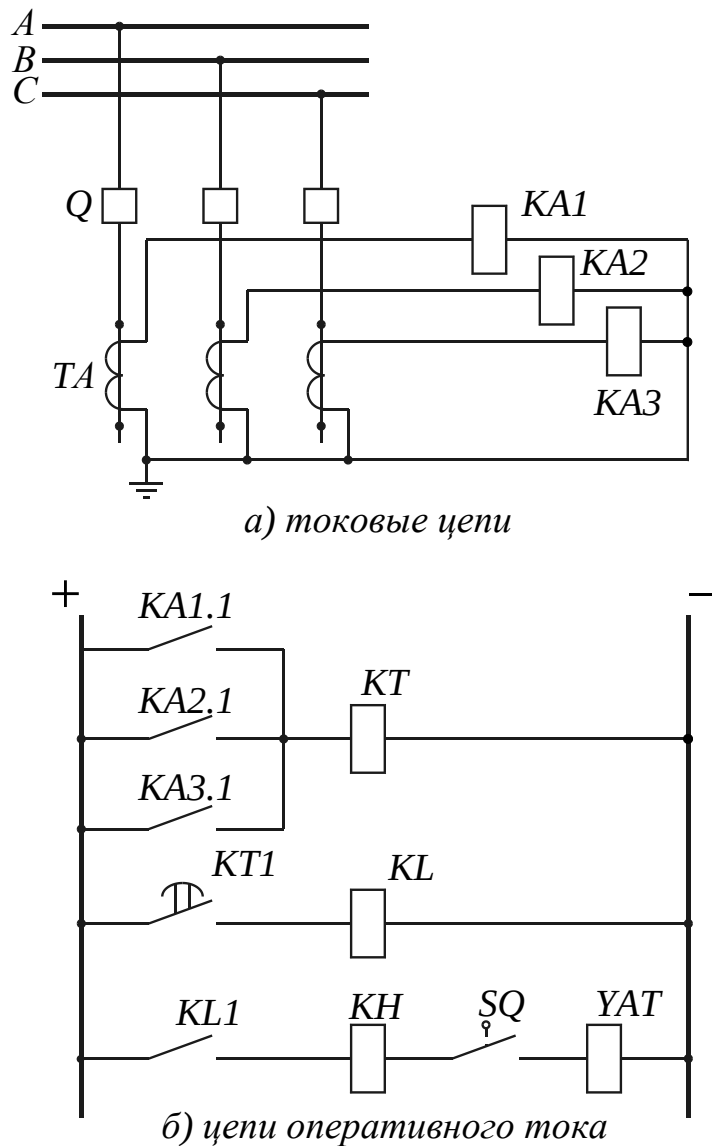
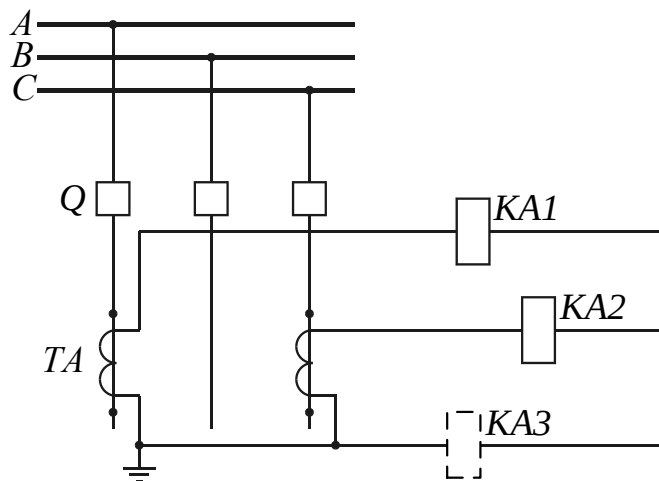


Рис. 2.4. Принципиальная схема защиты трехфазной МТЗ:

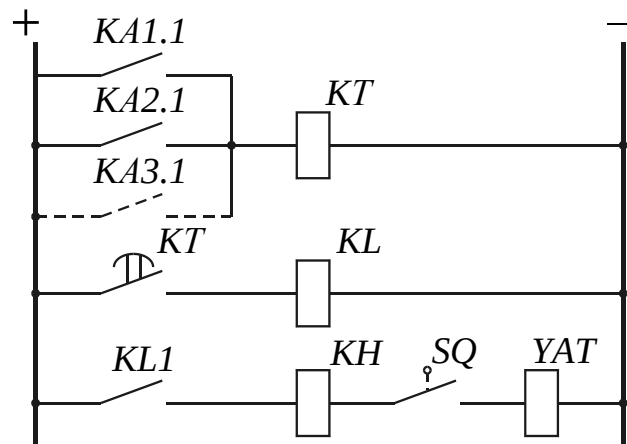
а) — токовые цепи, б) — оперативные цепи защиты

В случае, когда МТЗ должна действовать только при междуфазных КЗ, применяются двухфазные схемы с двумя или одним токовым реле. В этом случае токовые цепи МТЗ выполняются по схеме неполной звезды (рис. 2.5). Достоинством двухрелейной схемы является то, что она, реагируя на все междуфазные КЗ, экономичнее трехфазной схемы (два ТТ и два реле вместо трех).

К недостаткам двухфазной схемы с двумя реле можно отнести ее меньшую чувствительность (по сравнению с трехфазной схемой) при двухфазных КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ . При необходимости чувствительность двухфазной схемы можно повысить, установив третье токовое реле в общем проводе токовых цепей. В этом проводе будет протекать геометрическая сумма токов двух фаз, питающих схему, равная току третьей (отсутствующей на схеме) фазы B . С дополнительным реле двухфазная схема становится по чувствительности равноценной трехфазной.



а) токовые цепи



б) цепи оперативного тока

Рис. 2.5. Двухфазная схема МТЗ: а) токовые цепи, б) – оперативные цепи защиты

МТЗ можно организовать и с помощью одного реле тока, которое включается на разность токов двух фаз $I_p = I_a - I_c$ и реагирует на все случаи междуфазных КЗ (рис. 2.6).

К недостаткам однорелейной схемы МТЗ следует отнести меньшую чувствительность по сравнению с двухрелейной схемой при КЗ между фазами AB и BC , и недействие МТЗ при одном из трех возможных случаев двухфазного КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ , когда $I_p = I_a - I_c = 0$.

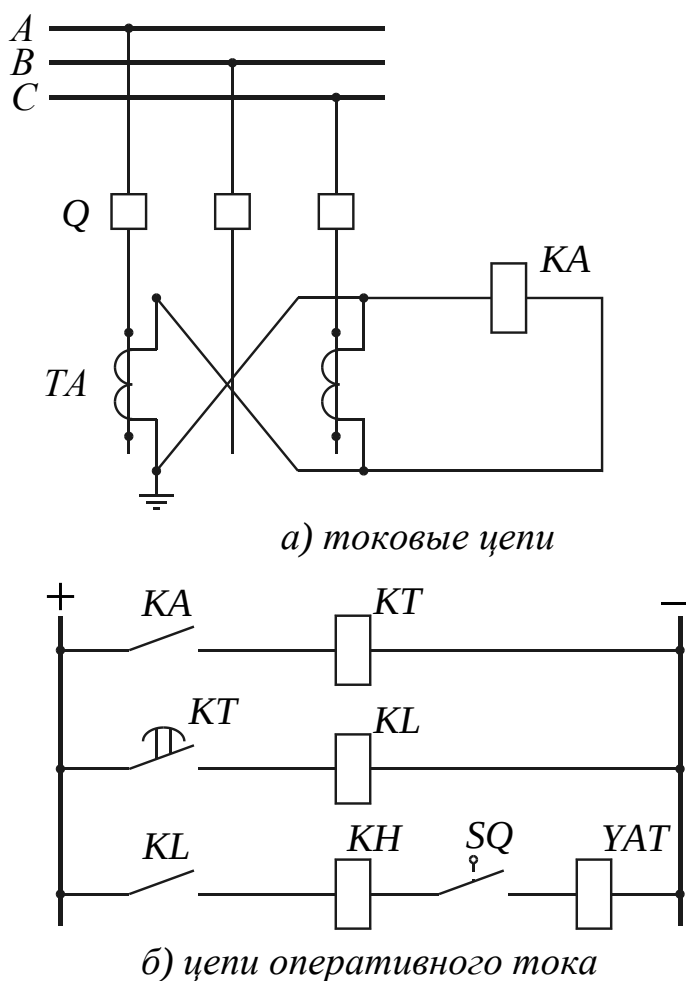


Рис. 2.6. Однорелейная схема МТЗ: а) токовые цепи, б) – оперативные цепи защиты

2.3. ВЫБОР УСТАВОК ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТЫ

Выбор тока срабатывания

Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы защита надежно срабатывала при повреждениях на защищаемом участке, но в то же время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки и кратковременных перегрузках, вызванных пуском и самозапуском электродвигателей, а также нормального режима электрической сети.

Слишком чувствительная защита может привести к неоправданным отключениям. Главная задача при выборе тока срабатывания состоит в надежной отстройке защиты от токов нагрузки.

Для отстройки МТЗ от тока $I_{\text{раб.мах}}$ необходимо выполнить два условия.

Первое условие. ИО тока не должны приходить в действие от тока нагрузки:

$$I_{\text{с.з.}} > I_{\text{раб.мах}},$$

где $I_{\text{с.з.}}$ – ток срабатывания защиты (наименьший первичный ток в фазе линии, необходимый для действия защиты); $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки.

Наибольшее значение $I_{\text{раб.мах}}$ имеет обычно в трех послеаварийных режимах:

- а) при отключении одной из параллельных линий нагрузка на оставшейся увеличивается;
- б) при успешном включении от АПВ (или вручную) поврежденной ЛЭП с подключенной к ней нагрузкой;
- в) если к ЛЭП с рассматриваемой МТЗ, находящейся в работе и питающей нагрузку с током $I_{\text{раб1}}$, при действии автоматики ввода резерва (АВР) подключается дополнительная нагрузка, оставшаяся без напряжения из-за отключения питавшей ее ЛЭП.

Характер изменения тока и напряжения при КЗ в сети и после его отключения с учетом режима самозапуска электродвигателей представлен на рис. 2.7.

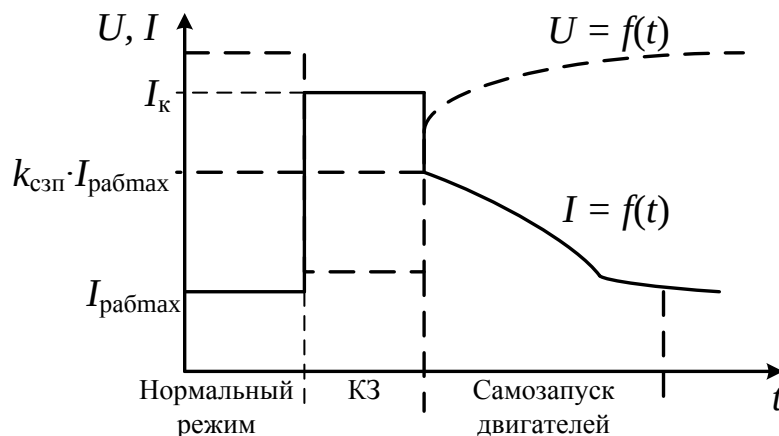


Рис. 2.7. Характер изменения тока и напряжения в ЛЭП при КЗ в сети и после его отключения

Второе условие. Токовые реле, сработавшие при КЗ в сети, должны надежно возвращаться в исходное положение после отключения КЗ при оставшемся в защищаемой линии рабочем токе.

При КЗ приходят в действие реле защит 1, 2 и 3 (рис. 2.3). После отключения КЗ защитой 1 прохождение тока КЗ прекращается и токовые реле защиты 2, 3 должны вернуться в исходное положение.

Для обеспечения возврата защит 2, 3 их ток возврата должен быть больше максимального тока нагрузки линии после отключения КЗ ($I_B > I_{\text{раб.мах}}$):

$$I_B > k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{раб.мах}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность токового реле.

С учетом процессов пуска и самозапуска электродвигателей ток возврата МТЗ определяется следующим образом:

$$I_B = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.мах}},$$

где $k_{\text{сзп}}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока нагрузки из-за самозапуска электродвигателей.

Первичный ток срабатывания МТЗ определяется как:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.мах}},$$

где k_B – коэффициент возврата, равный отношению тока возврата реле* к току его срабатывания (коэффициент возврата выбирается из технической документации реле, для большинства электромеханических реле $k_B = 0,8 - 0,9$; микропроцессорных устройств защиты $k_B = 0,9 - 0,95$).

Вторичный ток срабатывания реле находится с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока n_T и схемы включения реле $k_{\text{сх}}$:

$$I_{\text{с.р.}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_T}.$$

Ток срабатывания защиты $I_{\text{с.з.}}$ проверяется по условию чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кmin}}}{I_{\text{с.з.}}},$$

где $I_{\text{кmin}}$ – минимальный ток КЗ при повреждении в конце зоны действия защиты как основной, так и резервной.

* Наибольший ток реле, при котором якорь реле возвращается в начальное положение, называется током возврата реле.

Значение $k_{\text{ч}}$ для различных типов защит нормируется. В основной зоне $k_{\text{ч}}$ как правило равен 1,5; в зоне резервирования допускается 1,2 (рис. 2.8).

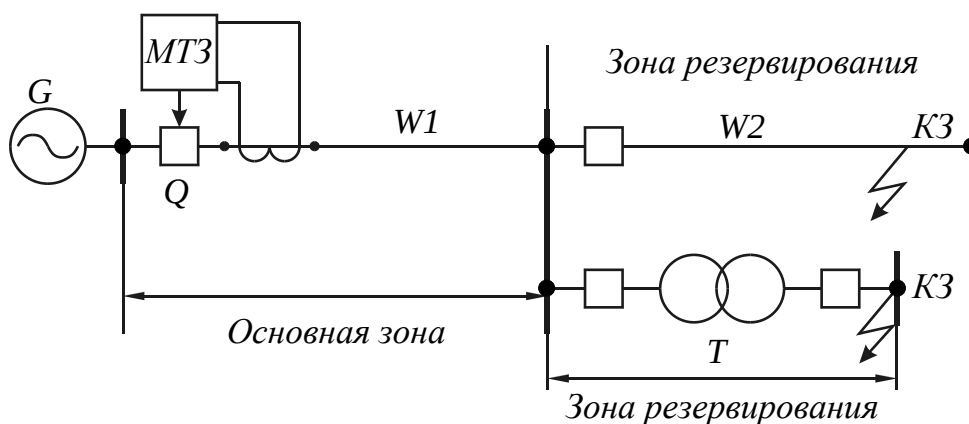


Рис. 2.8. К проверке чувствительности МТЗ

Выдержка времени защиты

Для обеспечения селективности выдержки времени МТЗ выбираются по ступенчатому принципу (рис. 2.3). Разница между временем действия защит двух смежных участков называется **ступенью селективности**:

$$\Delta t = t_2 - t_1.$$

Ступень селективности Δt должна быть такой, чтобы при КЗ на каком-либо участке сети МТЗ соседнего участка не успевала сработать.

Чтобы МТЗ ЛЭП W2 не сработала при КЗ на предыдущем участке, она должна иметь выдержку времени, большую времени отключения на ЛЭП W1:

$$t_{31} \geq t_{\text{ВВ}1} + t_{\text{П}1} + t_{\text{В}1},$$

где $t_{\text{ВВ}1}$ – выдержка времени защиты 1; $t_{\text{П}1}$ – погрешность в сторону замедления реле времени защиты 1; $t_{\text{В}1}$ – время отключения выключателя Q1.

Условие несрабатывания защиты 2 при КЗ на линии W2:

$$t_{\text{ВВ}2} > t_{\text{ВВ}1} + t_{\text{П}1} + t_{\text{В}1}.$$

Выдержка времени защиты 2 может быть определена как

$$t_{\text{ВВ}2} = t_{\text{ВВ}1} + t_{\text{П}1} + t_{\text{В}1} + t_{\text{П}2} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{П}2}$ – погрешность в сторону снижения выдержки времени защиты 2; $t_{\text{зап}}$ – время запаса.

Таким образом, минимальная ступень времени Δt может быть вычислена как

$$\Delta t = t_{\text{ВВ}2} - t_{\text{ВВ}1} = t_{\text{П}1} + t_{\text{В}1} + t_{\text{П}2} + t_{\text{зап}}.$$

Для электромеханических реле ступень селективности Δt может быть принята 0,5–0,6 с, для микропроцессорных устройств защиты – 0,3–0,4 с.

Выбор времени действия защит

Для МТЗ с независимой выдержкой времени расчет начинается от МТЗ, установленных у потребителей электроэнергии (рис. 2.9). Выдержка времени защит вычисляется по формуле:

$$t_{\text{вв}(n)} = t_{\text{вв}(n-1)} + \Delta t.$$

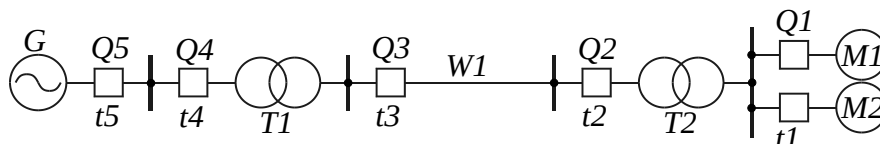


Рис. 2.9. К выбору времен действия защит

На рис. 2.9 приведена условная схема сети, где на каждом участке установлены комплекты токовых защит. Так время срабатывания защиты 2, 3, 4, 5 будут следующими, в случае установки на участке 1 МТЗ с временем срабатывания $t_1 = 0 \text{ с} \rightarrow t_2 = 0,5 \text{ с}; t_3 = 1 \text{ с}; t_4 = 1,5 \text{ с}; t_5 = 2 \text{ с}$.

2.4. МТЗ С ПУСКОМ (БЛОКИРОВКОЙ) ОТ РЕЛЕ МИНИМАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Схема защиты

Простые токовые защиты при включении на полные токи фаз не всегда могут обеспечить чувствительность во всех режимах работы электрической сети. Одним из способов повышения чувствительности МТЗ является ее дополнение ее ИО напряжения, который разрешает действовать защите только в случае возникновения КЗ, запрещая ей срабатывать в режиме максимальной нагрузки и при самозапуске электродвигателей.

Структурная схема алгоритма токовой защиты с пуском по напряжению (условно для одной фазы) приведена на рис. 2.10. Алгоритм содержит операторы ввода напряжения $u(t)$ и $i(t)$ от измерительных трансформаторов, определения текущих значений напряжения U_p и тока I_p . Для пусковых органов напряжения оператором введены значения напряжения срабатывания $U_{\text{с.р.}}$ и возврата $U_{\text{в.р.}}$, а для МТЗ фиксированы токи срабатывания $I_{\text{с.р.}}$ и возврата $I_{\text{в.р.}}$, и время срабатывания защиты $t_{\text{с.з.}}$.

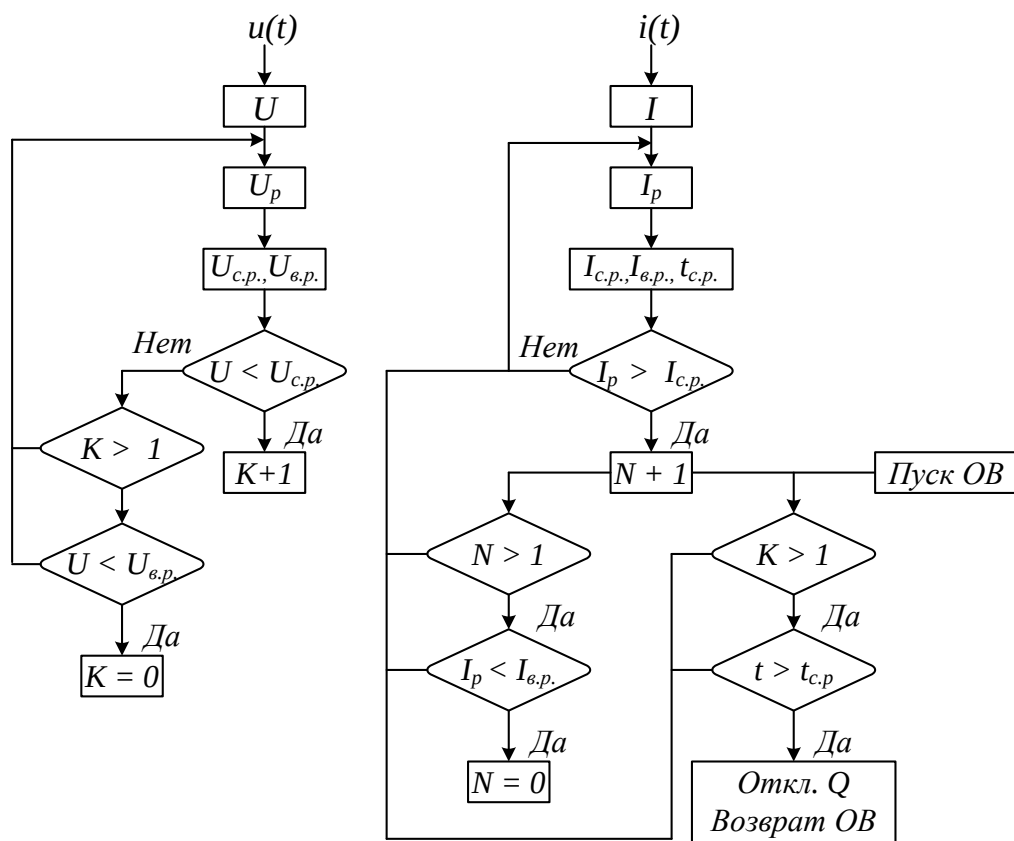


Рис. 2.10. Структурная схема алгоритма токовой защиты с пуском по напряжению

При выполнении условия срабатывания ИО напряжения и тока, фиксируемых метками K и N соответственно, запускается орган выдержки времени ОВ и обеспечиваются отключение выключателя Q , возврат ОВ в исходное положение и возврат пускового и измерительного органов.

При невыполнении одного из условий срабатывания циклы повторяются.

Пуск защиты осуществляется или от реле минимального междуфазного напряжения, или от фильтра-реле напряжения обратной последовательности.

Функциональная схема МТЗ с дополнительным органом напряжения показана на рис. 2.11. ИО напряжения выполняется при помощи реле минимального напряжения KV и действует совместно с реле KA ИО тока по логической схеме И на пуск реле времени KT .

Во время КЗ, когда возрастает ток и уменьшается напряжение, срабатывают оба ИО и с заданной выдержкой времени МТЗ действует на отключение. Если же в результате перегрузки защищаемого элемента токовое реле KA срабатывает, ИО напряжения блокирует действие МТЗ, поскольку реле напряжения KV не срабатывает. Недействие ИО

напряжения при перегрузке обеспечивается выбором уставки реле KV такой, чтобы оно не срабатывало при минимальном рабочем напряжении $U_{\text{раб.мин}}$. Благодаря этому ток срабатывания KA отстраивается не от $I_{\text{раб.мах}}$, а от тока нагрузки нормального режима $I_{\text{р.норм}}$:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{р.норм.}}$$

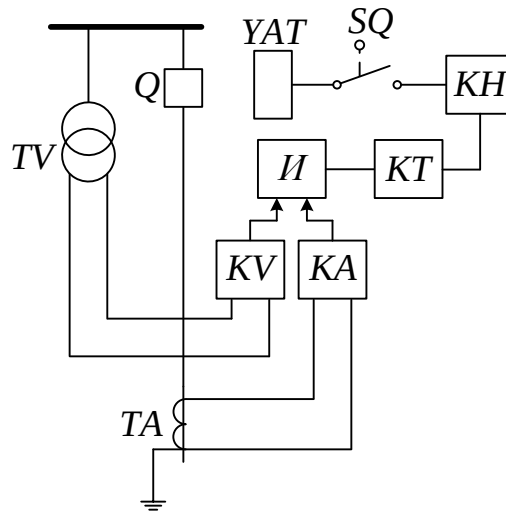


Рис. 2.11. Функциональная схема МТЗ с пуском по напряжению

ИО напряжения выполнен с тремя реле, включенными на междуфазные напряжения (рис. 2.12, б). Такая схема обеспечивает надежное срабатывание ИО напряжения при любом виде междуфазных КЗ, поскольку при этом значительно снижается хотя бы одно из междуфазных напряжений.

Поскольку в случае обрыва цепи напряжения одно из реле KV сработает и МТЗ может подействовать ложно, если токовые реле KA придут в действие от тока перегрузки, в схеме предусмотрена сигнализация при замыкании контакта реле $KL2$ (рис. 2.12, в).

Защита действует на отключение только при условии срабатывания реле напряжения KV . При перегрузках ток возрастает, но защита не действует, даже если токовые реле KA приходят в действие. При КЗ напряжение на шинах подстанции снижается, реле минимального напряжения срабатывают, разрешая защите действовать на отключение.

Для надежной работы блокировки при 2-х фазных КЗ устанавливаются 3 реле напряжения KV , подключаемые на линейные напряжения. В этом случае при двухфазном КЗ, например BC , напряжение U_{BC} будет равным нулю и реле $KV2$ замкнет свои контакты, разрешая защите действовать на отключение. Однако при такой схеме включения реле плохо реагируют на однофазные КЗ. Поэтому в сетях с заземленной

нейтралью предусматривается дополнительное реле $KV0$, реагирующее на напряжение нулевой последовательности, появляющееся при замыканиях на землю. В сети с изолированной нейтралью реле $KV0$ не устанавливается, так как защита должна действовать только при междуфазных КЗ.

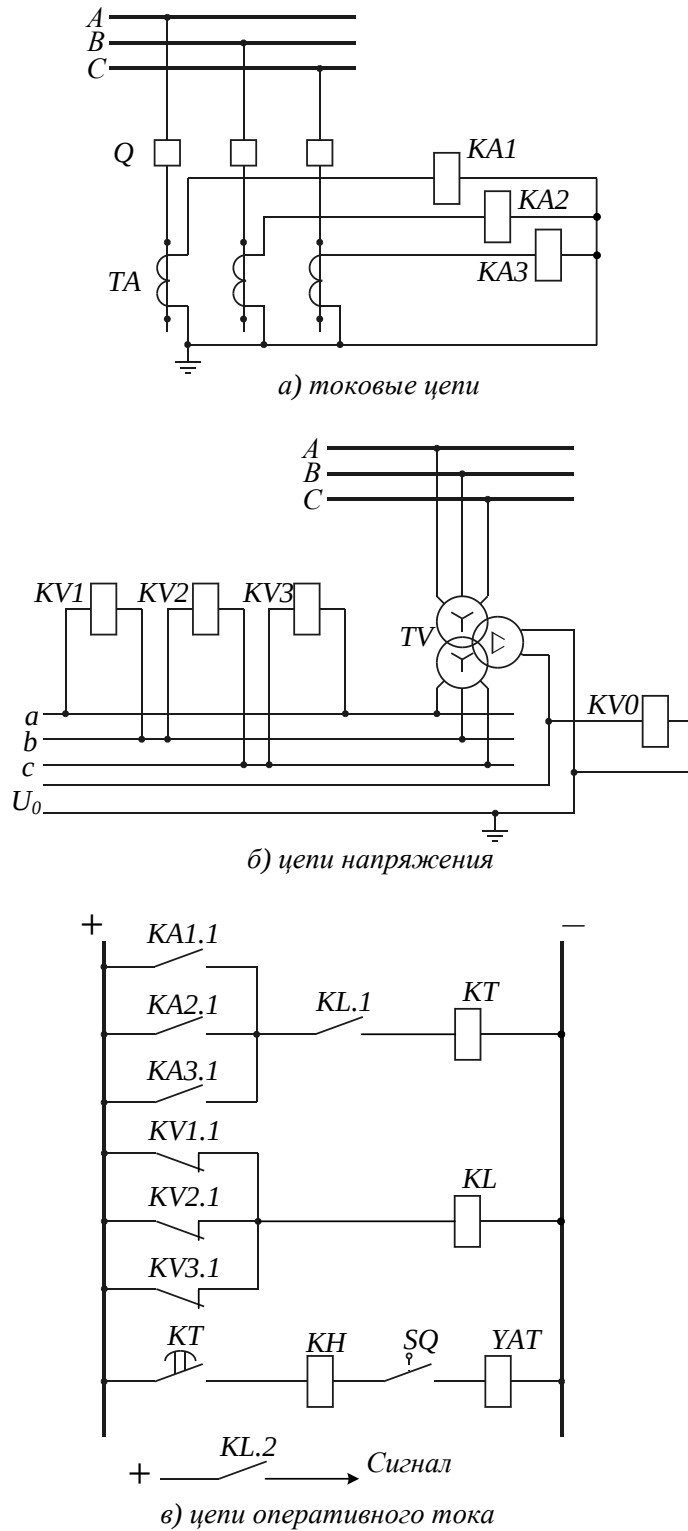


Рис. 2.12. Схема МТЗ с пуском по напряжению:

а) – токовые цепи, б) – цепи напряжения, в) – цепи оперативного тока

При обрыве цепей напряжения реле KV замыкают свои контакты и защита лишается блокировки, поэтому комплект защиты должен оснащаться устройствами контроля цепей напряжения, либо сигнализировать оперативному персоналу о снятии блокировки.

Напряжение срабатывания $U_{сз}$ выбирается исходя из двух условий:

1). $U_{сз} < U_{раб.мин}$ – минимальное рабочее напряжение;

2). $U_B < U_{раб.мин}$ – реле напряжения должны возвращаться после отключения КЗ и восстановления напряжения до уровня $U_{раб.мин}$.

У реле минимального напряжения $U_{сз} < U_B$.

$$U_B = \frac{U_{раб.мин}}{k_H}, \text{ учитывая } k_B = \frac{U_B}{U_{с.з.}} \Rightarrow U_{с.з.} = \frac{U_B}{k_B} = \frac{U_{раб.мин}}{k_H \cdot k_B},$$

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{n_H} = \frac{U_{раб.мин}}{n_H \cdot k_H \cdot k_B},$$

где n_H – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения.

Чувствительность ИО напряжения при КЗ определяется коэффициентом $k_{ч} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.мах}}$, где $U_{к.мах}$ – максимальное значение остаточного напряжения на шинах подстанции, где установлен комплект защиты при КЗ в конце зоны защиты (например, в конце линии).

Нормативно $k_{ч} \geq 1,5$ для ближнего резервирования и $k_{ч} \geq 1,5$ для дальнего.

Защита с блокировкой по напряжению применяется на линиях короткой и средней протяженности. На длинных линиях падение напряжения на шинах подстанции при КЗ в конце линии невелико и коэффициент чувствительности не удовлетворяет норме.

МТЗ с блокировкой минимального напряжения не действует при перегрузках, не сопровождающихся понижением напряжения, и имеет повышенную чувствительность к току КЗ по сравнению с простой МТЗ.

Защита применяется на линиях с большой аварийной нагрузкой, когда простая МТЗ не обеспечивает достаточной чувствительности и надежной отстройки от перегрузки.

2.5. МТЗ С ЗАВИСИМОЙ И С ОГРАНИЧЕННО ЗАВИСИМОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ ВЫДЕРЖКИ ВРЕМЕНИ ОТ ТОКА

Принцип действия защиты

Наряду с независимой защитой применяется МТЗ с зависимой и ограниченно зависимой характеристиками выдержки времени от тока (рис. 2.13).

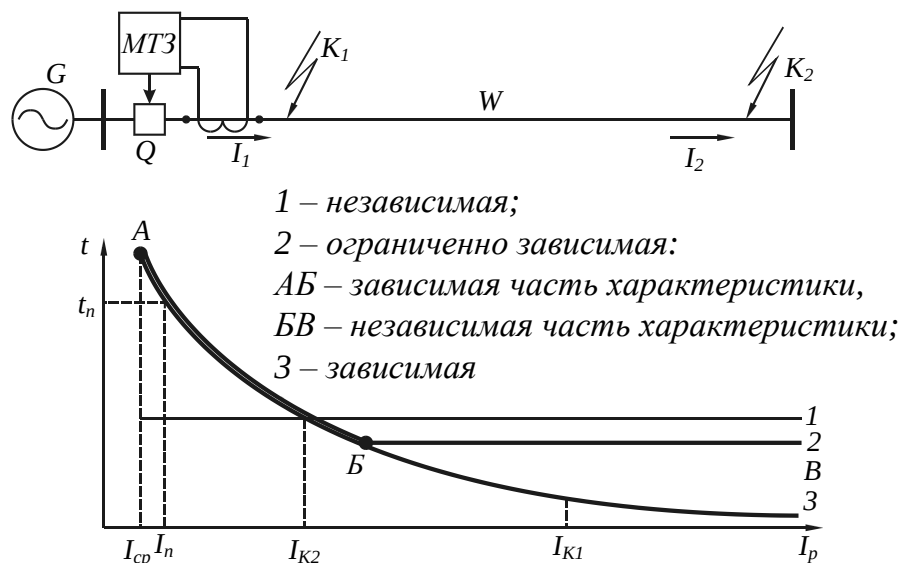


Рис. 2.13. МТЗ с зависимой характеристикой выдержки времени

Зависимая характеристика улучшает отстройку от токов кратковременных перегрузок I_n , ускоряет отключение при близких токах КЗ.

Зависимые защиты выполняются при помощи реле, работающих не мгновенно, а с выдержкой времени, зависящей от величины тока.

При определении выдержек времени защит с зависимой или ограниченно зависимой характеристикой необходимо воспользоваться следующим порядком (рис. 2.14):

1) строится исходная характеристика времени $t = f(I)$ защиты МТЗ2, с которой согласуется защита МТЗ1;

2) определяется максимальное значение токов КЗ $I_{кВ\max}$, проходящих через защиты МТЗ 1 и МТЗ2 при повреждении в начале участка защиты МТЗ2, т. K_B ;

3) пользуясь заданной характеристикой МТЗ2, находится ее выдержка времени $t_{БВ2В}$ при токе $I_{кВ\max}$, т.е. при КЗ в начале защищаемой линии, в т. K_B ;

4) по условию селективности выдержка времени защиты $MT31$ при КЗ в т. K_B должна превышать время защиты $MT32$ на ступень селективности Δt :

$$t_{BB1B} = t_{BB2B} + \Delta t;$$

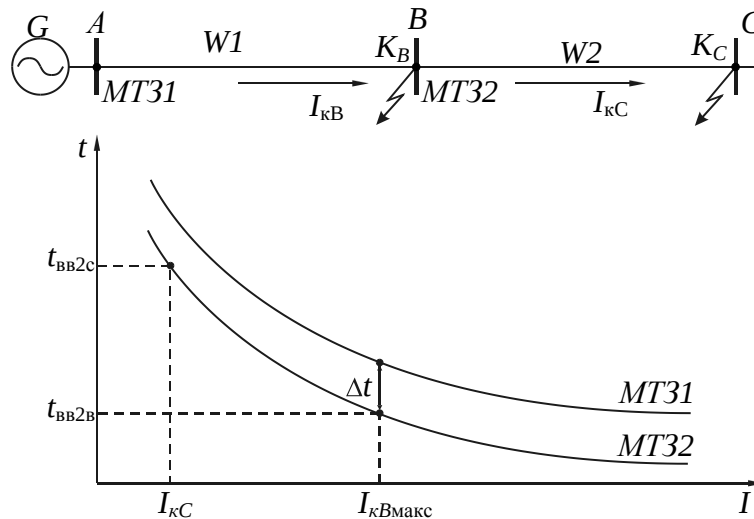


Рис. 2.14. Согласование действия МТЗ соседних участков

Характеристика защиты $MT31$ подбирается при проектировании по типовым характеристикам реле, а в условиях эксплуатации – путем регулирования уставки времени реле.

2.6. МТЗ НА ПЕРЕМЕННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ

Схемы МТЗ с питанием оперативных цепей от переменного тока могут выполняться:

- 1) с питанием от ТТ – на принципе дешунтирования катушки отключения при срабатывании защиты;
- 2) с питанием от блока питания;
- 3) с питанием от предварительно заряженных конденсаторов.

Схема с дешунтированием катушки отключения выключателей

На рис. 2.15 изображена двухфазная схема с двумя ТТ, установленными на фазах A и C и с двумя токовыми реле $KA1$ и $KA2$, действующими с выдержкой времени, зависящей от тока. ТТ TA , питающие токовые реле, включенные по схеме неполной звезды, используются как источники оперативного тока.

Привод выключателя выполняется с двумя ЭО ($YAT1$, $YAT2$), которые приходят в действие от токов, проходящих в ТТ. Вторичный ток

подается в ЭО контактами токовых реле $KA1$ и $KA2$. Их контакты должны производить операцию переключения без разрыва вторичной цепи ТТ.

При КЗ одно или оба реле KA срабатывают. Подвижный контакт сработавшего реле подключает соответствующий ЭО ко вторичной цепи ТТ без разрыва цепи, дешунтируя ЭО. После дешунтирования весь ток ТТ замыкается через ЭО, который отключает выключатель Q .

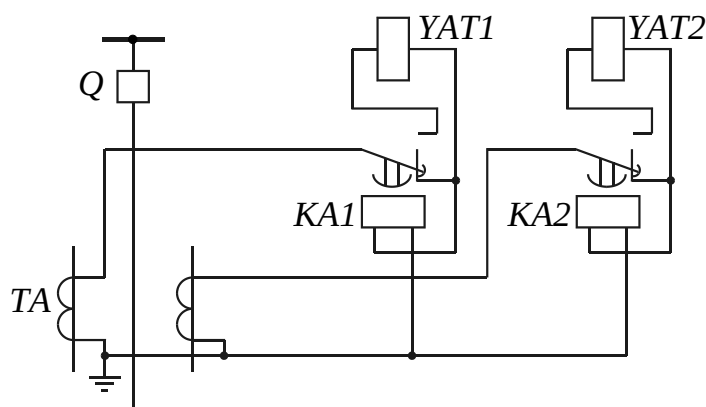


Рис. 2.15. Двухфазная схема МТЗ на переменном оперативном токе с дешунтированием

Схемы с питанием оперативных цепей защиты от блоков питания

Блок питания (БП) является устройством, преобразующим с помощью выпрямителя переменное напряжение или ток сети в выпрямленное напряжение, которое используется для питания оперативных цепей РЗ, цепей отключения выключателей и сигнализации.

Применяются два вида блоков: с выпрямленным током, получаемым от ТТ; с выпрямленным напряжением, получаемым от ТН или трансформатора собственных нужд (ТСН).

Главный вопрос при выполнении защит на выпрямленном токе – способы подключения БП к ТТ и ТН. Для защит от КЗ в качестве основных используют БП, подключаемые к ТТ. БП, подключаемые к ТН, обеспечивают необходимую мощность при малых значениях тока.

Схемы включения токовых блоков должны выбираться из условия, чтобы на выходе блока имелось достаточное напряжение при всех возможных видах повреждения на защищаемом элементе:

1). В сети с изолированной нейтралью для защит, не рассчитанных на действие при КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ , применяется включение БП на разность токов $I_A - I_C$ (рис. 2.16, а).

2). При необходимости действия защиты при КЗ за трансформаторами Y/Δ устанавливается второй БП (рис. 2.16, б).

3). При соединении ТТ в двухфазную звезду БП включается в нулевой провод (рис. 2.16, в).

В сетях с глухозаземленной нейтралью применяются аналогичные схемы.

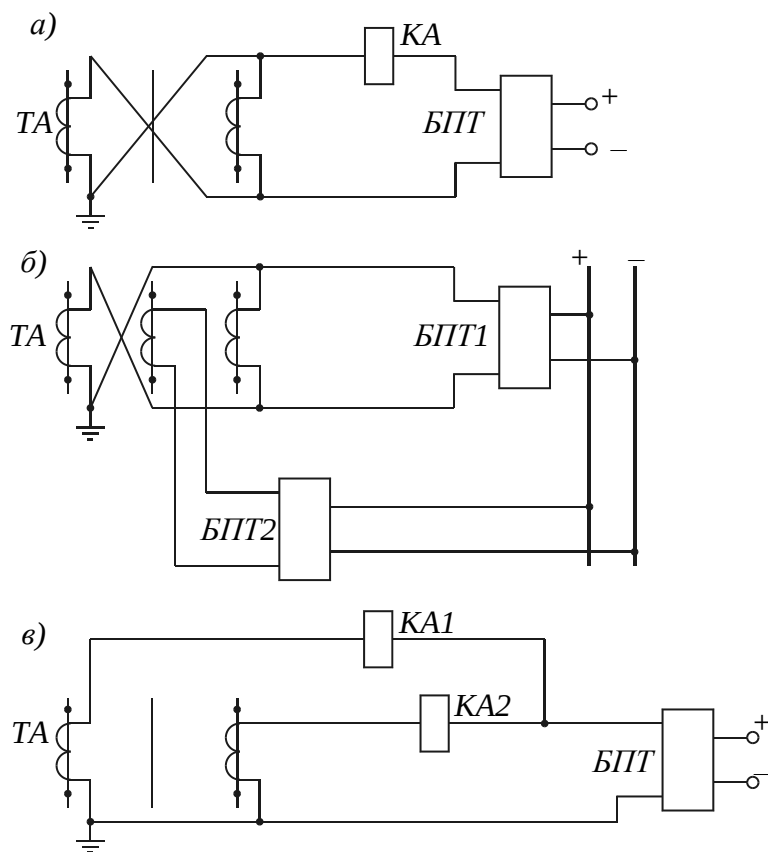


Рис. 2.16. Схемы соединения БПТ

БП, подключаемый к ТН, включается на линейное напряжение (рис. 2.17).

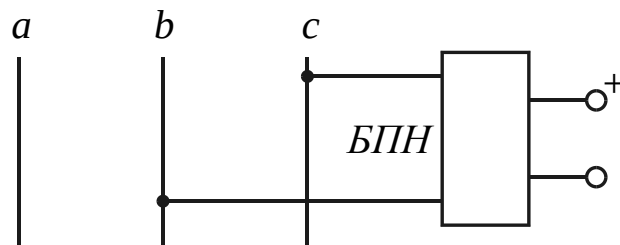


Рис. 2.17. Схема соединения БПН

БПТ применяются для питания оперативных цепей МТЗ от КЗ, а блоки напряжения для РЗ, реагирующих на повреждения и ненормальные

режимы, при которых на ТН (или ТСН) сохраняется повреждение, обеспечивающее необходимый уровень напряжения на выходе БПН.

Выпрямленное напряжение, получаемое на выходе БП, имеет пульсирующий характер в виде полуволн постоянного знака. Поэтому питание устройств РЗ, построенных на полупроводниковых элементах, возможно только при установке на выходе блоков сглаживающих фильтров, ограничивающих пульсацию выходного напряжения БП до 3 %.

Схема защиты с использованием энергии заряженного конденсатора

Предварительно заряженный конденсатор используется как источник оперативного тока в режиме его разряда на элементы оперативной цепи, подключаемые к конденсатору при срабатывании РЗ. Предварительный заряд конденсатора обычно осуществляется в условиях нормального режима от напряжения сети. Заряженный конденсатор может питать оперативные цепи РЗ при любом повреждении и ненормальном режиме, независимо от значения тока и напряжения защищаемого участка.

Схема МТЗ с использованием заряженного конденсатора в качестве источника оперативного тока приведена на рис. 2.18. В этой схеме при срабатывании токовых реле $KA1$ (или $KA2$) и после замыкания контакта реле времени KT к YAT через указательное реле KH заряженный конденсатор C , под действием тока разряда которого срабатывает катушка отключения выключателя YAT . Конденсатор заряжается в нормальном режиме от ТН через зарядное устройство $УЗ$.

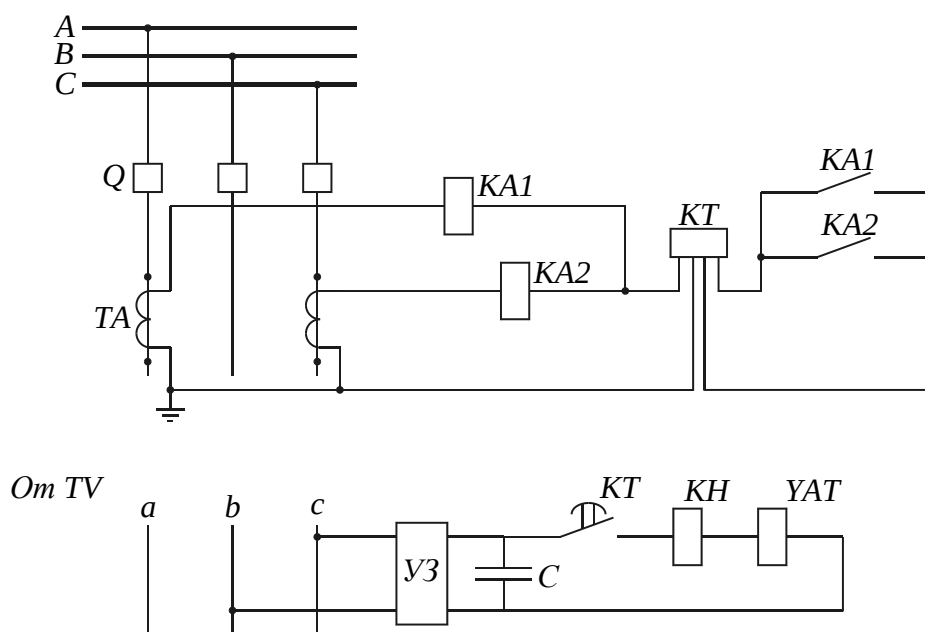


Рис. 2.18. Схема МТЗ с питанием цепей отключения выключателя от заряженного конденсатора

2.7. ТОКОВЫЕ ОТСЕЧКИ

Принцип действия

Токовая отсечка (ТО) является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. ТО подразделяются на отсекки мгновенного действия и отсекки с выдержкой времени.

Селективность токовых отсечек достигается ограничением их зоны работы так, чтобы отсечка не работала при КЗ за пределами этой зоны, на смежных участках сети, РЗ которых имеет выдержку времени, равную или большую, чем отсечка. Для этого ток срабатывания отсечки $I_{сз}$ должен быть больше максимального тока КЗ $I_{кmax}$, проходящего через нее при повреждении в конце участка, за пределами которого она должна не работать.

Ток КЗ, протекающий по линии, зависит от места повреждения (рис. 2.19):

$$I_K = \frac{E_C}{X_C + X_{WK}} = \frac{E_C}{X_C + X_Y l_K},$$

где E_C – ЭДС системы; X_C – сопротивление системы; X_{WK} – сопротивление линии до точки КЗ; X_Y – удельное сопротивление линии; l_K – длина от начала линии до места КЗ.

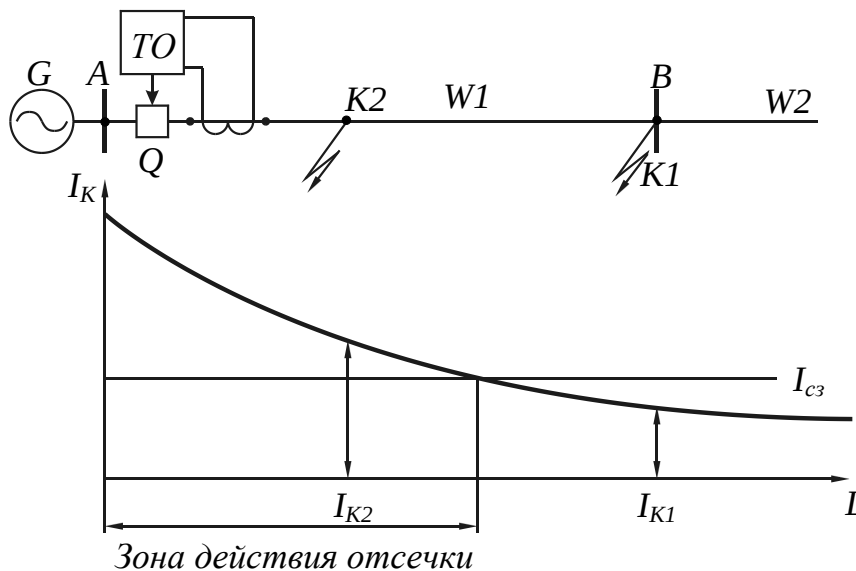


Рис. 2.19. Принцип действия токовой отсечки

Зона действия мгновенной отсечки по условиям селективности не должна выходить за пределы защищаемой линии. Зона действия отсечки, работающей с выдержкой времени, выходит за пределы защищаемой

линии и по условию селективности должна отстраиваться от конца зоны защиты смежного участка по току и по времени.

ТО применяются как в радиальных сетях с односторонним питанием, так и в сети, имеющей двустороннее питание.

Схемы отсечек

В сети с глухозаземленной нейтралью применяют трехфазные схемы от КЗ всех видов. Для защиты от междуфазных КЗ используется двухфазная схема «неполная звезда». Схемы ТО аналогичны схемам МТЗ за отсутствием реле времени у мгновенных отсечек.

В сети с изолированной нейтралью или заземленной через большое сопротивление применяются двухфазные схемы.

Как и МТЗ, ТО выполняется на постоянном и переменном оперативном токах.

Отсечки мгновенного действия на линиях с односторонним питанием.

Ток срабатывания отсечки

По условию селективности защита не должна работать за пределами защищаемой линии AB (рис. 2.20):

$$I_{сз} = k_H \cdot I_{кВ\max},$$

где $I_{кВ\max}$ – максимальный ток КЗ в фазе линии при КЗ на шинах подстанции B ; k_H – коэффициент надежности (отстройки) (принимается равным 1,2–1,3).

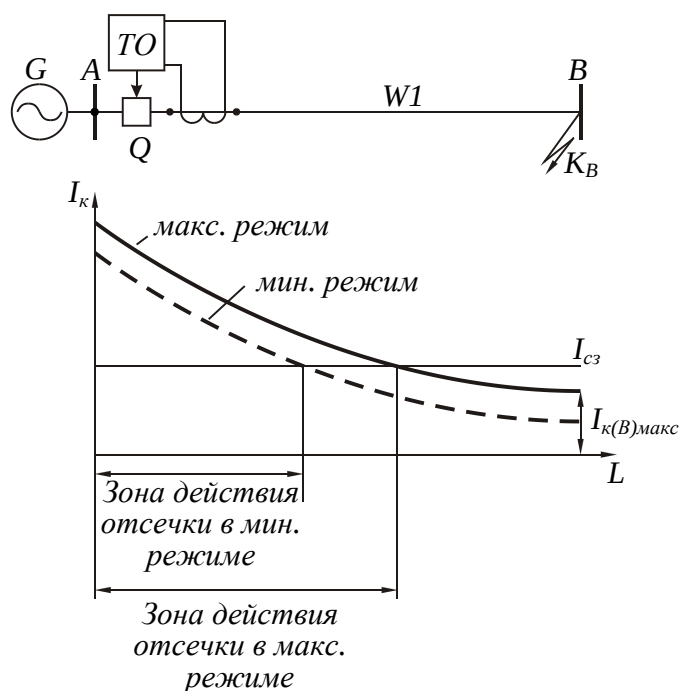


Рис. 2.20. Графический метод определения зоны действия мгновенной отсечки

Зона действия ТО определяется графически (рис. 2.20) или по формуле:

$$X_{\text{ТО}} \% = \frac{100}{X_W} \left(\frac{E_C}{I_{\text{с.з.}}} - X_C \right),$$

где X_W – сопротивление линии; X_C – сопротивление системы.

[1] рекомендуют применять отсечку, если ее зона действия охватывает не меньше 20 % защищаемой линии.

Для устранения мертвой зоны направленных защит отсечка применяется и при меньшей зоне действия.

При схеме работы линии блоком с трансформатором отсечку отстраивают от тока КЗ за трансформатором (рис. 2.21). В этом случае отсечка защищает всю линию и весьма эффективна.

На одиноких ЛЭП, питающих тупиковую подстанцию, и на ЛЭП, питающих подстанции, подключенные по схеме ответвления, необходимо дополнительно проверить отстройку отсечки от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов, установленных на этих подстанциях. Отстройка проверяется по выражению:

$$I_{\text{сз}} \geq (3-5) \cdot \Sigma I_{\text{номТ}},$$

где $\Sigma I_{\text{номТ}}$ – суммарный номинальный ток трансформаторов подстанции.

Ток срабатывания отсечки принимается равным большему из расчетных выражений.

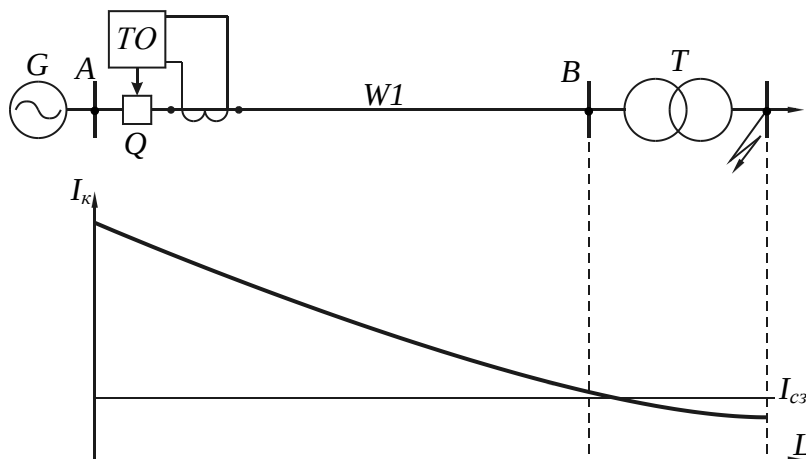


Рис. 2.21. Зона действия отсечки блока линия-трансформатор

Неселективные отсечки

Неселективная отсечка – это мгновенная отсечка, действующая за пределами своей линии. Такая отсечка применяется для быстрого отключения КЗ в пределах всей защищаемой ЛЭП. Неселективное действие при КЗ исправляется при помощи АПВ, включающего обратно неселективно отключившуюся линию.

Отсечки на линиях с двухсторонним питанием

Для определения тока срабатывания отсечек необходимо определить токи I_{KB} от $G1$ и I_{KA} от $G2$.

Ток срабатывания защиты вычисляется по наибольшему из следующих токов:

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{к\max}.$$

Во избежание неправильной работы отсечки при качаниях её ток срабатывания должен отстраиваться и от токов качания $I_{кач}$:

$$I_{с.з.} \geq k_H \cdot I_{кач.\max},$$

где k_H – коэффициент надежности (1,2-1,3);

$$I_{кач.\max} = \frac{2E}{X_{AB}},$$

где E – ЭДС генераторов A и B , $E_A = E_B = E = 1,05 \cdot U_{ГЕН}$; X_{AB} – суммарное сопротивление от генератора A до B : $X_{GA} + X_{GB} + X_C$; $X_{GA} = X_d''$ – сверхпереходное сопротивление генераторов; X_C – сумма сопротивлений всех остальных элементов, включенных между шинами генераторов.

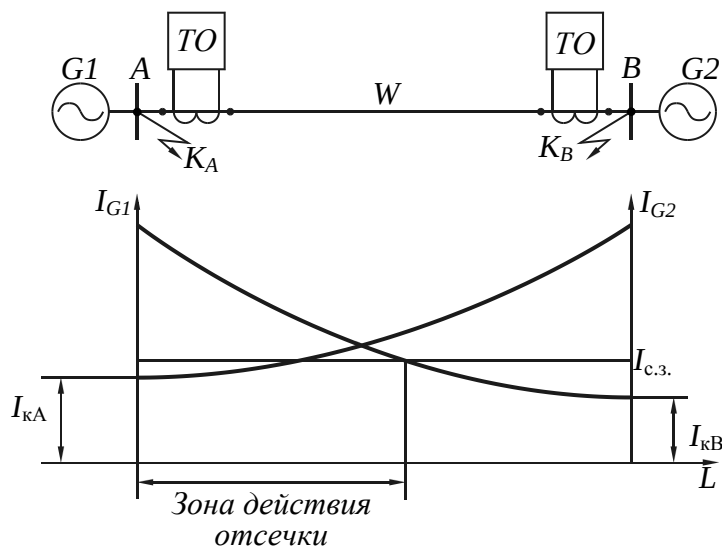


Рис. 2.22. Мгновенные отсечки ЛЭП с двухсторонним питанием

Ток срабатывания выбирается большим из двух условий. На ЛЭП с двухсторонним питанием отсечки устанавливаются с обеих сторон ЛЭП с одинаковым током срабатывания. Зона действия каждой отсечки определяется по точке пересечения прямой $I_{с.з.}$ с соответствующей кривой тока КЗ (рис. 2.22).

Отсечки с выдержкой времени

Мгновенная отсечка защищает только часть линии, чтобы выполнить защиту всей линии с минимальным временем действия, применяется отсечка с выдержкой времени. Зона и время действия такой отсечки $TO1$ (рис. 2.23) согласуются с зоной и временем действия мгновенной отсечки $TO2$ так, чтобы она обеспечивала селективность.

Для выполнения этих условий время действия $TO1$ t_{TO1} выбирается на ступень селективности Δt больше времени действия $TO2$:

$$t_{TO1} = t_{TO2} + \Delta t.$$

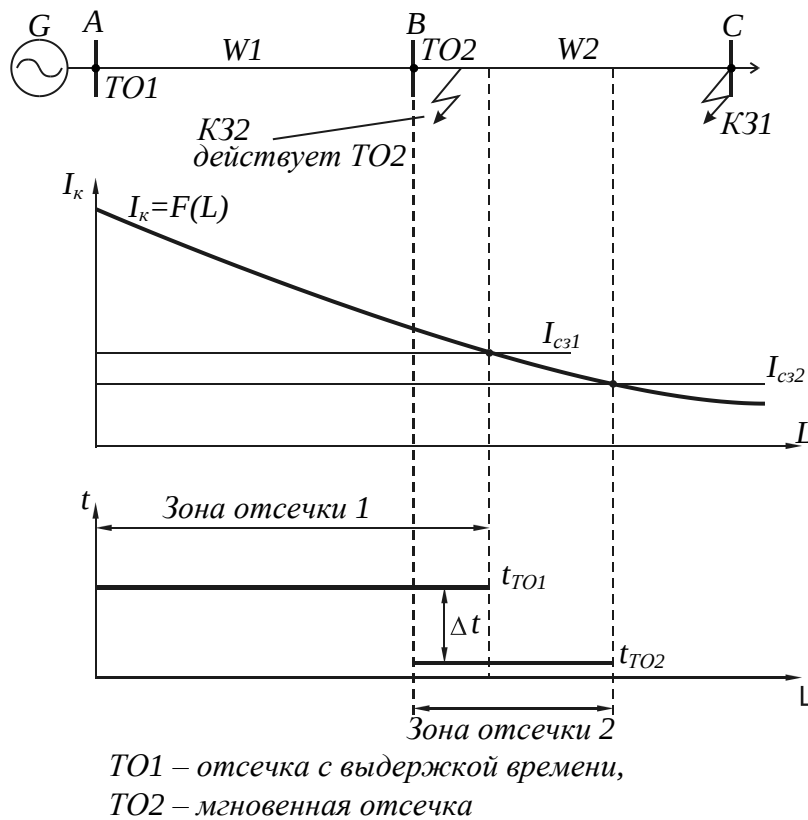


Рис. 2.23. Выбор $I_{c.з.}$ отсечки с выдержкой времени на ЛЭП с односторонним питанием

В сети с односторонним питанием согласование зон действия $TO1$ и $TO2$ обеспечивается при выполнении условия:

$$I_{c31} = k_H \cdot I_{c32},$$

где $k_H = 1,1-1,2$.

В сети с двухсторонним питанием токи I_{k1} и I_{k2} , проходящие через отсечки $TO1$ и $TO2$, неодинаковы (рис. 2.24): $I_{k2} > I_{k1}$. С учетом этого согласование зон действия отсечек $TO1$ и $TO2$ выполняется обычно

графическим способом. Для этой цели строятся зависимости I_{K1} и I_{K2} от расстояния l до точки КЗ.

По пересечению прямой I_{C32} с кривой I_{K2} определяется конец зоны действия отсечки $TO2$. От этой точки пересечения необходимо отстроить отсечку $TO1$. Для этого по кривой I_{K1} находится ток I_{K1} , проходящий в $TO1$ при КЗ в конце зоны отсечки $TO2$.

В соответствии с условием

$$I_{C31} = k_H \cdot I_{K1},$$

где I_{K1} – ток от системы G при КЗ в конце зоны отсечки $TO2$.

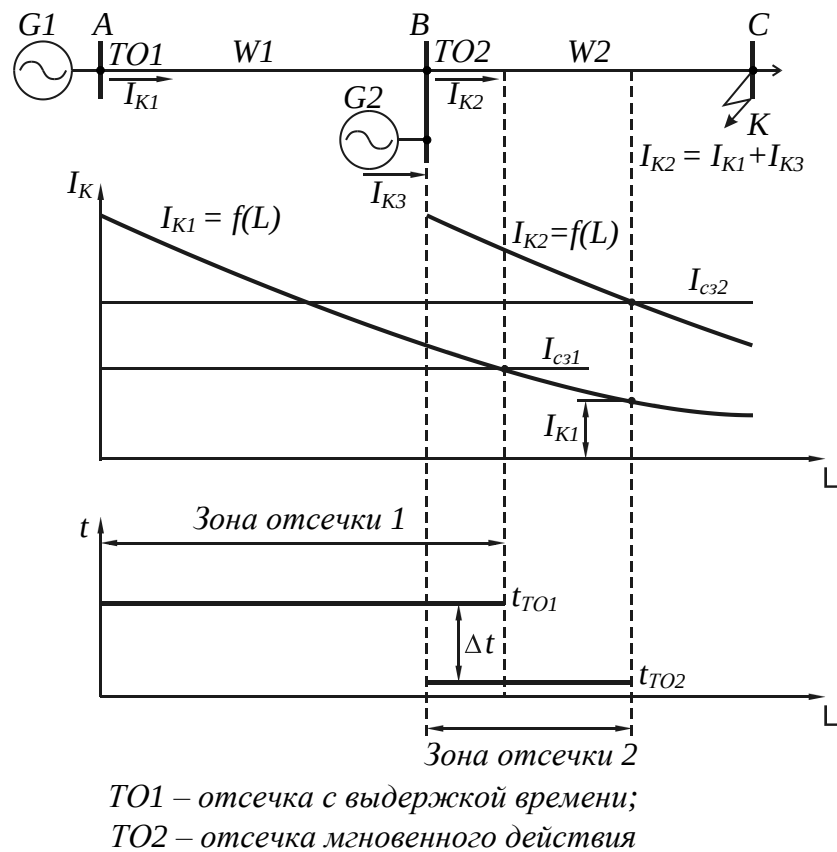


Рис. 2.24. Выбор $I_{C.з.}$ отсечки с выдержкой времени на ЛЭП с двухсторонним питанием

2.8. ТОКОВАЯ ТРЕХСТУПЕНЧАТАЯ ЗАЩИТА

Обычно МТЗ сочетают с мгновенной отсечкой (МО) и отсечкой с выдержкой времени (ОВВ), (рис. 2.25).

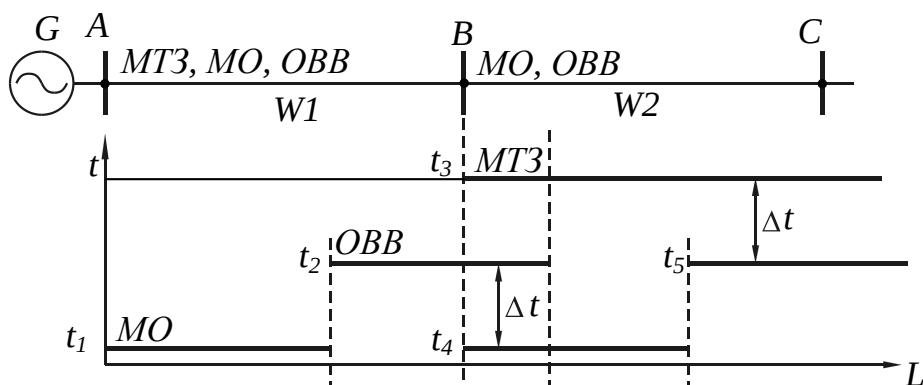


Рис. 2.25. Принцип действия токовой трехступенчатой защиты

2.9. ПРИМЕНЕНИЕ ТОКОВЫХ ОТСЕЧЕК

ТО используются как основные (в сетях низкого напряжения) и резервные (сети высокого напряжения) защиты на линиях с односторонним питанием. На линиях с двусторонним питанием отсечки используются как резервные защиты. Отсечки применяются как резервные защиты для мощных силовых трансформаторов и как основные для маломощных.

ЧАСТЬ 3

ТОКОВАЯ НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА

3.1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТОКОВЫХ НАПРАВЛЕННЫХ ЗАЩИТ

Токковые направленные защиты (ТНЗ) используются в основном в кольцевых сетях напряжением $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ с одним источником питания, если обеспечивают необходимую чувствительность и приемлемые выдержки времени. В сетях 110 и 220 кВ направленная токовая защита применяется в основном как резервная, а иногда, в сочетании с отсечкой, как основная.

Широкое применение в сетях с глухозаземленными нейтралями ($U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ) имеют токовые направленные защиты нулевой последовательности со ступенчатыми характеристиками как основные или резервные от $K^{(1)}$ и $K^{(1,1)}$.

3.2. НЕОБХОДИМОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ НАПРАВЛЕННОЙ ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Направленной называется защита, реагирующая на ток, проходящий в защищаемом элементе, и фазу (направление) тока относительно напряжения в месте установки защиты. Условные положительные направления указанных токов приняты от шин, где установлена защита, вглубь защищаемой зоны. Необходимость в применении направленных защит возникает в сетях с двухсторонним питанием. Защита в этих сетях должна не только реагировать на появление тока КЗ, но для обеспечения селективности должна учитывать направление мощности КЗ в защищаемой линии.

В сетях с двухсторонним питанием (рис. 3.1) и кольцевых сетях направление тока и мощности КЗ зависит от места возникновения повреждения и может иметь два противоположных значения. Поэтому для ликвидации повреждений в таких сетях защита должна устанавливаться с обеих сторон защищаемой линии.

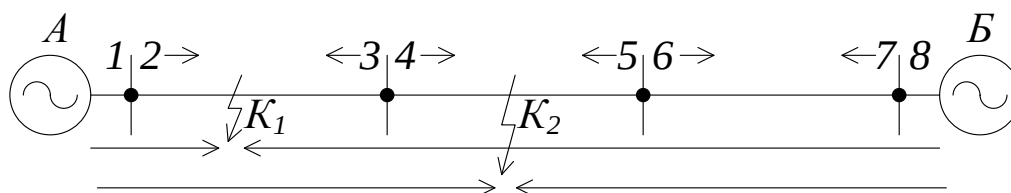


Рис. 3.1. Схема сети с двухсторонним питанием и размещение защит

Например, при КЗ на участке линии 2-3 (т. K_1) через защиту 3 проходит ток от источника питания B к точке КЗ. При КЗ в т. K_2 на участке линии 4-5 через защиту 3 проходит ток от источника питания A .

Направление мощности КЗ, проходящей по линии, характеризует, где возникло повреждение: на защищаемой линии или на других присоединениях, отходящих от шин данной подстанции.

Это обстоятельство используется в направленной защите, которая по знаку мощности определяет, на каком присоединении возникло повреждение, и действует только при КЗ на защищаемом участке.

Простая токовая защита, не реагирующая на знак мощности, действует как при КЗ на защищаемой линии, так и при повреждениях на других присоединениях, отходящих от шин подстанции, питающей защищаемую линию. Поэтому получить селективное отключение КЗ в сетях с двухсторонним питанием с помощью простой токовой защиты, как правило, невозможно.

Предположим, что в сети на рис. 3.1 установлены максимальные токовые защиты (МТЗ), и рассмотрим действие какой-либо из них, например защиты 3. При КЗ в т. K_1 выдержка времени защиты 3 должна быть меньше времени действия защиты 4, 5, 6, 7, 8, т.е. $t_3 < t_4 < t_5 < t_6 < t_7 < t_8$. В случае же КЗ в т. K_2 защита 3 должна действовать медленнее защиты 4 ($t_3 > t_4$). Одновременное выполнение обоих требований приведет к неселективной работе защиты.

Эту неселективность можно устранить, заменив МТЗ защиты 3 направленной защитой, действующей только при направлении мощности КЗ *от шин в линию*. В этом случае защита 3 не будет действовать при КЗ в т. K_2 и второе требование отпадает. При аналогичном выполнении всех остальных защит сети селективное отключение повреждений становится возможным при выборе выдержек времени защит, действующих в одном направлении, по ступенчатому принципу.

В соответствии с изложенным можно сформулировать следующие принципы выполнения селективной защиты в сетях с двухсторонним питанием:

1) Защита должна устанавливаться с обеих сторон каждой линии и действовать при направлении мощности от шин в линию.

2) Выдержки времени на защитах, работающих при одном направлении мощности (от генератора A или B), должны согласовываться между собой по ступенчатому принципу, нарастая по направлению к источнику питания, от тока которого действуют направленные защиты.

3.3. СХЕМА ТОКОВОЙ НАПРАВЛЕННОЙ ЗАЩИТЫ

Максимальная направленная защита должна реагировать на величину тока и направление мощности КЗ. Она представляет собой МТЗ, дополненную реле направления мощности. Схема защиты (рис. 3.2) состоит из трех основных элементов (органов защиты): два пусковых реле тока KA , которые срабатывают при появлении тока КЗ и выдают сигнал, разрешающий РЗ действовать; два реле направления мощности KW , которые срабатывают при направлении мощности от шин в линию и подают сигнал, разрешающий РЗ действовать. Если же мощность направлена к шинам, то реле KW выдают сигнал, блокирующий действие РЗ.

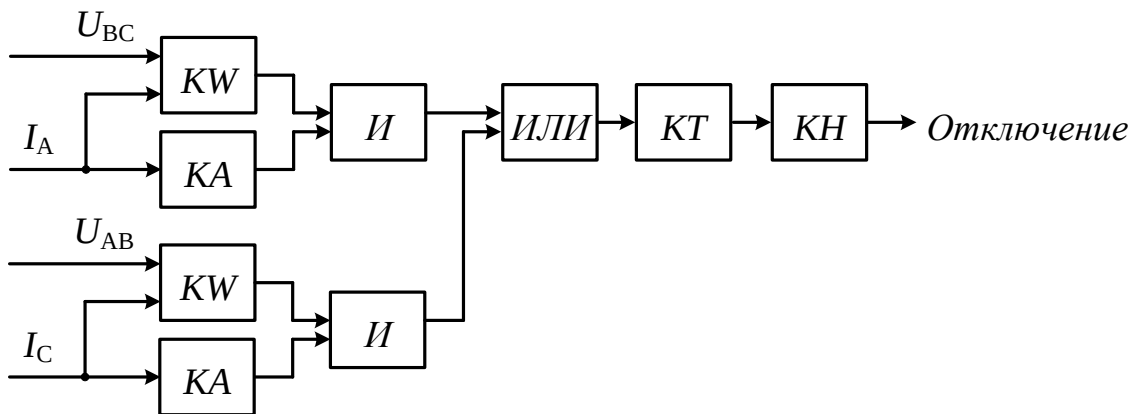


Рис. 3.2. Упрощенная схема максимальной направленной защиты

3.4. РЕЛЕ НАПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТИ

Реле направления мощности (РНМ) реагируют на значение и знак мощности, подведенной к их зажимам. Они используются в схемах как орган, определяющий по направлению (знаку) мощности (протекающей по защищенной ЛЭП); где произошло повреждение – на защищаемой ЛЭП или на других присоединениях, отходящих от шин подстанции (рис. 3.3, а). В первом случае мощность КЗ S_{K1} направлена от шин в ЛЭП и РНМ должно срабатывать и замыкать свои контакты, во втором – мощность КЗ S_{K2} направлена к шинам, в этом случае реле не должно замыкать контакты.

Реле мощности имеет две обмотки: одна питается напряжением U_p , а другая – током сети I_p (рис. 3.3, б). Взаимодействие токов, проходящих по обмоткам, создает электромагнитный момент, значение и знак которого зависят от напряжения U_p , тока I_p и угла сдвига φ_p между ними.

РНМ должны обладать высокой чувствительностью, т.к. при КЗ вблизи места установки защиты напряжение U_p резко снижается, достигая в пределе нуля; при этом мощность, подводимая к реле, оказывается очень малой и при недостаточной чувствительности реле может не сработать, т.е. может иметь «мертвую» зону.

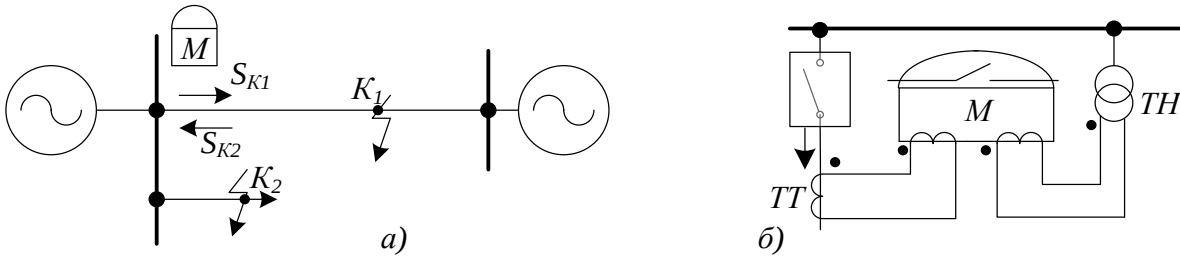


Рис. 3.3. Реле направления мощности: а) – принцип действия; б) – схема включения

Чувствительность РНМ оценивается минимальной мощностью, при которой реле замыкает свои контакты. Эта мощность называется **мощностью срабатывания** и обозначается $S_{ср}$.

РНМ выполняются мгновенными. Время срабатывания РНМ должно быть минимальным.

Индукционные реле мощности выполняются с подвижной системой в виде цилиндрического ротора (рис. 3.4, а). Реле имеет замкнутый магнитопровод 1 с выступающими внутрь полюсами. Между полюсами установлен стальной цилиндр (сердечник) 2, повышающий магнитную проницаемость междуполюсного пространства. Алюминиевый цилиндр (ротор) 3 может поворачиваться в зазоре между стальным сердечником и полюсами. При повороте ротора 3 происходит замыкание контактов реле б.

Для возврата ротора и контактов в исходное положение предусматривается противодействующая пружина 7 (рис. 3.4, б).

Обмотка 4 питается напряжением $U_p = U_c / n_H$, а обмотка 5 – током $I_p = I_c / n_T$, где U_c и I_c – напряжение и ток сети (защищаемого элемента). Ток $I_p = U_p / z_H$ в обмотке 4 создает магнитный поток Φ_H (поляризующий).

Ток I_p , проходящий по обмотке 5, создает магнитный поток Φ_T (рабочий).

На рис. 3.5 изображена векторная диаграмма магнитных потоков Φ_H и Φ_T . За исходный для ее построения принимается вектор напряжения U_p . Ток I_H сдвинут по фазе относительно напряжения U_p на угол α , а ток I_p – на угол φ_p .

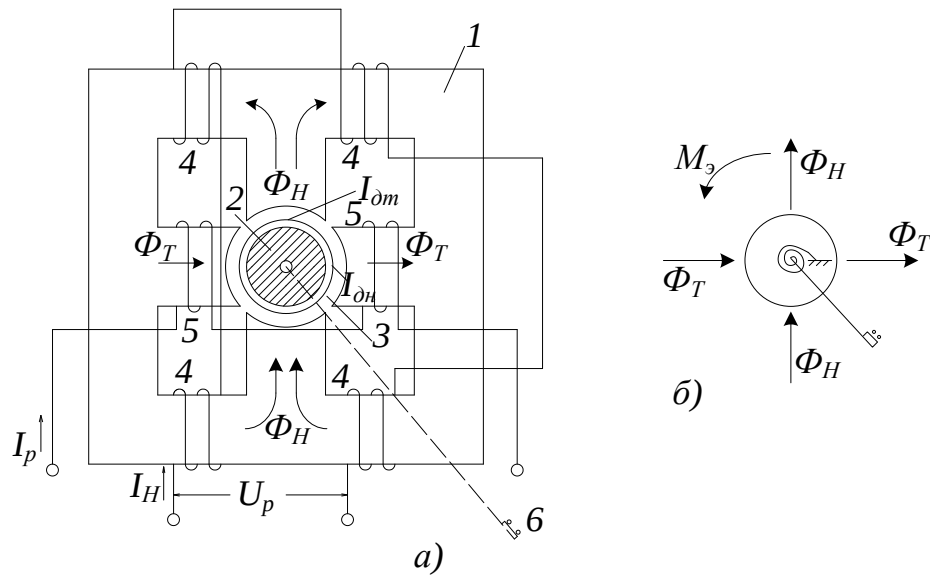


Рис. 3.4. Реле мощности: а) – с цилиндрическим ротором;
б) – ротор реле и направление положительного момента M_3

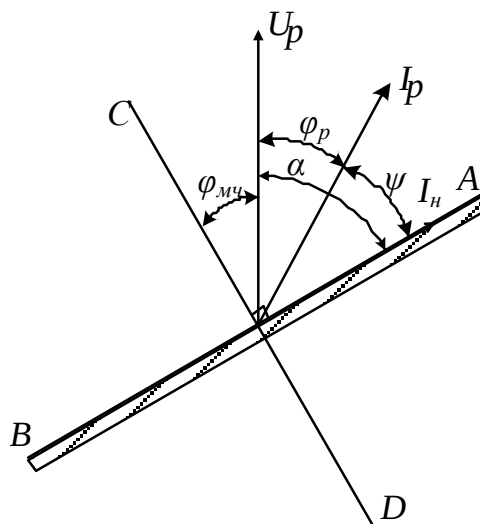


Рис. 3.5. Векторная диаграмма реле мощности

Угол α определяется индуктивным и активным сопротивлением обмотки 4, питаемой напряжением, и называется **углом внутреннего сдвига** реле. Угол φ_p зависит от параметров сети и схемы присоединения реле.

Магнитные потоки Φ_H и Φ_T изображены на диаграмме совпадающими с создающими их токами I_H и I_p .

Из векторной диаграммы следует, что потоки Φ_H и Φ_T , а также токи I_H и I_p сдвинуты по фазе на угол $\psi = \alpha - \varphi_p$.

Магнитные потоки Φ_H и Φ_T пронизывают подвижную систему реле и наводят в ней вихревые токи $I_{дн}$ и $I_{дт}$ (рис. 3.4, а).

Взаимодействие вихревых токов с магнитными потоками создает электромагнитный момент M_{ψ} , который равен

$$M_{\psi} = k \cdot \Phi_H \cdot \Phi_T \cdot \sin \psi.$$

Имея ввиду, что $\Phi_H \equiv I_H \equiv U_H$, $\Phi_T \equiv I_T$, а $\psi = \alpha - \varphi_p$, получаем

$$M_{\psi} = k \cdot I_p \cdot U_p \cdot \sin(\alpha - \varphi_p).$$

Анализируя последнее выражение, можно сделать следующие выводы:

- электромагнитный момент реле пропорционален мощности S_p на его зажимах;

- знак электромагнитного момента реле определяется знаком $\sin(\alpha - \varphi_p)$ и зависит от значения φ_p и угла внутреннего сдвига α .

Это иллюстрируется рис. 3.5, где зона отрицательных моментов заштрихована. Незаштрихованная часть диаграммы соответствует области положительных моментов, где Φ_T опережает Φ_H , а ψ и его синус имеют положительный знак. Линия AB , проходящая через углы $\alpha - \varphi_p = 0$ и 180° , называется **линией изменения знака момента**. Она всегда расположена под углом α к вектору U_p , т.е. совпадает с направлением векторов I_H и Φ_H .

Линия CD (перпендикулярная AB) называется **линией максимальных моментов**. Момент M_{ψ} достигает максимума при $\alpha - \varphi_p = 90^\circ$, т.е. когда I_p опережает I_H на 90° . Угол φ_p , при котором M_{ψ} достигает максимального значения, называется **углом максимальной чувствительности**, значение которого зависит от угла α .

Реле не действует, если отсутствует напряжение или ток в реле или если $\sin(\alpha - \varphi_p) = 0$. Последнее условие имеет место при $\alpha = \varphi_p$ и $\varphi_p = \alpha + 180^\circ$.

Схемы включения реле направления мощности

Сочетание фаз тока и напряжения питающих реле, называемое **схемой включения**, должно быть таким, чтобы реле правильно определяло знак мощности КЗ при всех возможных случаях и видах повреждений и чтобы к нему подводилась наибольшая мощность S_p .

Мощность S_p может иметь недостаточную для действия реле величину при КЗ, близких к месту установки реле, за счет снижения напряжения U_p или при неблагоприятном значении угла φ_p , при котором $\sin(\alpha - \varphi_p)$ равен или близок нулю.

В схемах максимальных направленных защит применяется включение реле направления мощности по так называемым 90-градусной и иногда 30-градусной схемам. Соответствующие указанным схемам

сочетания токов и напряжений приведены в табл. 3.1 применительно к схеме включения реле на рис. 3.6, рис. 3.7.

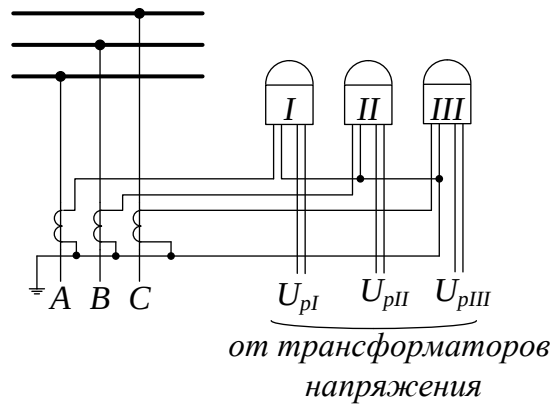


Рис. 3.6. Схема включения реле направления мощности

Таблица 3.1

Сочетания токов и напряжений для различных схем соединений

90-градусная схема			30-градусная схема		
Реле	I_p	U_p	Реле	I_p	U_p
I	I_A	U_{BC}	I	I_A	U_{AC}
II	I_B	U_{CA}	II	I_B	U_{BA}
III	I_C	U_{AB}	III	I_C	U_{CB}

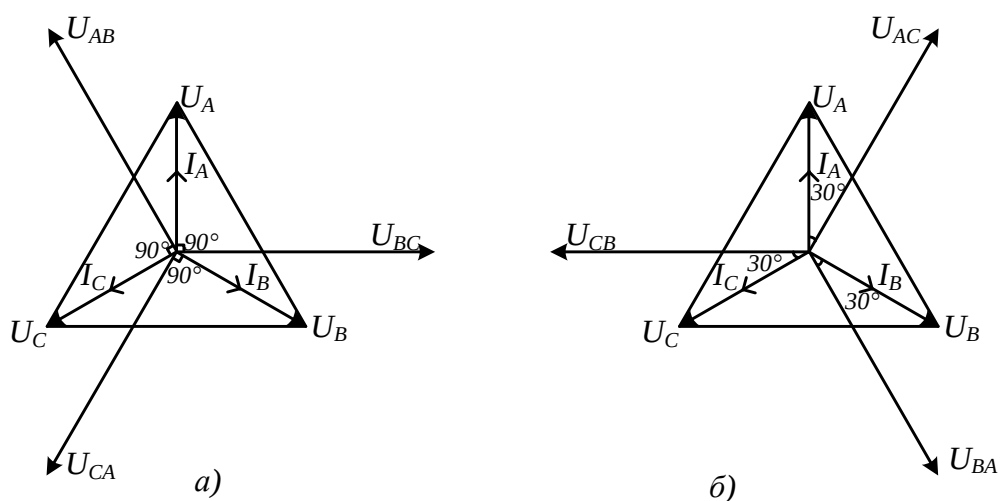


Рис. 3.7. Векторные диаграммы токов и напряжений, подводимых к реле мощности:

а) – при 90-градусной схеме; б) – при 30-градусной схеме

Названия схем 90-градусная, 30-градусная носят условный характер. Схемы именуются по углам φ_p между током и напряжением, подведенными к реле в симметричном трехфазном режиме при условии, что токи в фазах совпадают с одноименными фазными напряжениями.

90-градусная схема включения реле

В качестве примера рассмотрим работу реле направления мощности типа РБМ-171 с углом максимальной чувствительности $\varphi_{мч} = -30^\circ$, включенного по 90-градусной схеме. Угол внутреннего сдвига реле $\alpha = 90^\circ + \varphi_{мч} = 60^\circ$.

Момент такого реле $M = k \cdot I_p \cdot U_p \cdot \sin(90^\circ - \varphi_p)$.

Анализ работы ведется графическим методом для реле, включенного на ток $I_p = I_A$ и напряжение $U_p = U_{BC}$.

На рис. 3.8 изображена векторная диаграмма напряжений и тока I_A при трехфазном КЗ на линии. Ток I_A отстает от напряжения U_A на угол φ_k , определяемый соотношением активного и реактивного сопротивлений линии от шин до точки КЗ и влиянием активного сопротивления дуги, возникающей в месте повреждения. Соответственно этому вектор тока I_A имеет два предельных положения: I'_A – при КЗ за чисто реактивным сопротивлением, когда $\varphi_k = 90^\circ$; I''_A – при КЗ через дугу в начале линии, когда $\varphi_k = 0^\circ$.

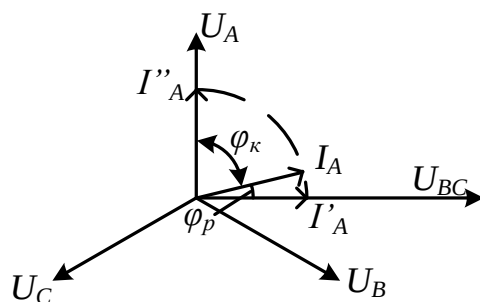


Рис. 3.8. Векторная диаграмма напряжений и тока фазы А при трехфазном КЗ на линии

Угол сдвига между напряжением и током на зажимах реле, т.е. между U_{BC} и I_A , $\varphi_p = \varphi_k - 90^\circ$, а его предельные значения колеблются в зависимости от φ_k от 0 до 90° .

По найденным значениям φ_p определяются знак и относительная величина момента реле. С этой целью строится векторная диаграмма тока и напряжения на зажимах реле для рассмотренного случая КЗ (рис. 3.9). На

ней относительно вектора напряжения U_p наносится линия изменения знака момента N_1-N_2 и линия максимального момента M_1-M_2 для данного типа реле. Проекция тока I_A на линию максимального момента, равная $I_A \cdot \sin(\alpha - \varphi_p)$ наглядно характеризует величину и знак момента.

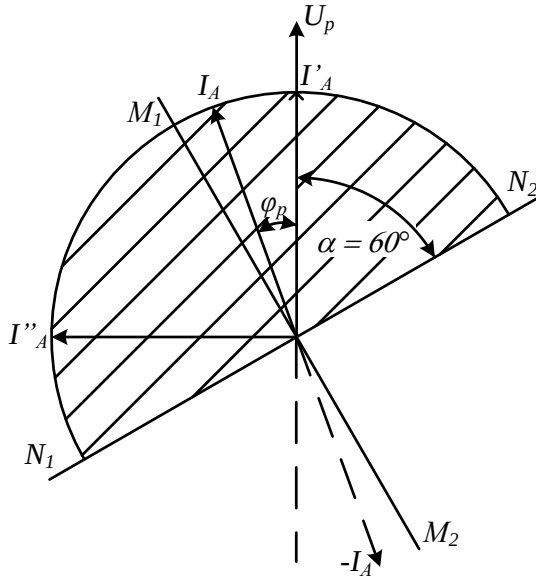


Рис. 3.9. Векторная диаграмма токов и напряжений на зажимах реле и линии моментов реле направления мощности (зона положительных моментов заштрихована)

При КЗ в зоне проекция тока I_A имеет положительный знак, а в случае КЗ вне зоны – отрицательный, т.к. при этом фаза тока I_A меняется на 180° . Величина момента достигает своего максимума $M_{\max}$ при $\varphi_p = -30^\circ$ ($\varphi_k = 60^\circ$). При изменении φ_p в сторону уменьшения от -30° до 0° момент снижается от $M_{\max}$ до $0,86M_{\max}$, а при увеличении φ_p до -90° момент уменьшается до $0,5M_{\max}$.

Достоинствами 90-градусной схемы являются:

- 1) знак момента реле при всех видах КЗ в зоне положителен, а при повреждениях вне зоны – отрицателен;
- 2) величина момента M в диапазоне возможных изменений угла φ_p остается значительной и достаточной для действия реле;
- 3) напряжение U_p при симметричных КЗ имеет максимально возможное значение, обеспечивающее минимальную величину мертвой зоны.

Недостатками 90-градусной схемы являются:

- 1) возможно неправильное действие при КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ ;

2) реле, включенное на ток неповрежденных фаз, могут действовать неправильно;

3) реле плохо чувствует себя при однофазных КЗ.

90-градусная схема – основная схема включения реле направления мощности и хорошо работает при междуфазных КЗ.

Реле, включенное по 30-градусной схеме ведут себя правильно при всех видах КЗ. Недостатком этой схемы является возможность отказа в действии реле при двухфазных КЗ из-за недостаточной величины напряжения. Ввиду этого для двухфазных защит 30-градусная схема не применяется. Включенные по такой схеме реле направления мощности могут работать неправильно в случае КЗ за трансформатором с соединением обмоток Y/Δ с той же степенью вероятности, что и 90-градусная схема.

3.5. ПОВЕДЕНИЕ РЕЛЕ МОЩНОСТИ, ВКЛЮЧЕННЫХ НА ТОК НЕПОВРЕЖДЕННОЙ ФАЗЫ

Токи в неповрежденных фазах

При двухфазных КЗ на линии, питающей нагрузку, в неповрежденной фазе проходит ток нагрузки I_H .

В сетях с глухозаземленной нейтралью при замыканиях на землю (двухфазных и однофазных) в неповрежденных фазах появляется, кроме тока нагрузки I_H , еще некоторая доля тока КЗ I_K . Ее величина определяется расчетом и равна части тока нулевой последовательности I_0 , возникающего в месте КЗ.

Таким образом, при замыканиях на землю полный ток в неповрежденной фазе равен $I_{H\phi} = I_H + kI_K$, где k – коэффициент, учитывающий долю тока I_K , замыкающегося по неповрежденной фазе ($k < 1$).

На рис. 3.10 показана причина появления тока КЗ в неповрежденных фазах. При однофазном коротком замыкании ток КЗ, замыкаясь через место повреждения и землю, протекает к нулевой точке трансформатора $T-II$. Здесь он разветвляется по всем трем фазам трансформатора $T-II$, и, замыкаясь через обмотки трансформатора $T-I$, возвращается к месту повреждения. В приведенном случае токи КЗ, замыкающиеся через неповрежденные фазы B и C , равны $1/3$ тока I_K , проходящего в месте повреждения.

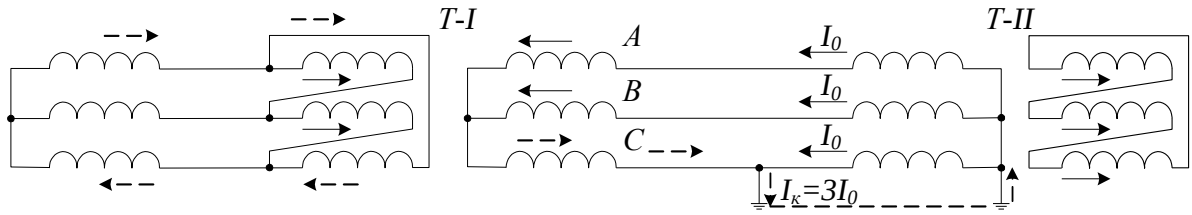


Рис. 3.10. Пути прохождения тока КЗ в сети с заземленной нейтралью

Влияние тока в неповрежденных фазах на реле

Реле направления мощности, включенные на ток неповрежденных фаз, могут действовать неправильно. Например, если при КЗ на линии *ЛIII* (рис. 3.11) направление мощности в фазах линии *ЛИ* будет соответствовать показанному на рисунке, то реле направления мощности, установленные на неповрежденных фазах *B* и *C* линии *ЛИ*, замкнут свои контакты и разрешат защите отключить неповрежденную линию.

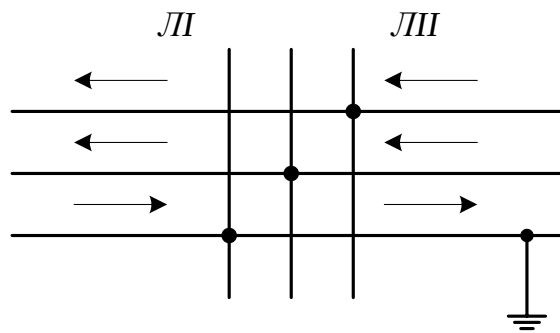


Рис. 3.11. Направление токов в поврежденных и неповрежденных фазах
(при КЗ возможно неправильное действие направленной защиты линии *ЛИ*
под влиянием токов нагрузки)

Пофазный пуск

Неправильное действие реле мощности неповрежденных фаз предотвращается применением пофазного пуска. Принцип пофазного пуска состоит в том, что пусковые реле разрешают замыкать цепь на отключение только реле мощности, включенным только на токи поврежденных фаз (рис. 3.12).

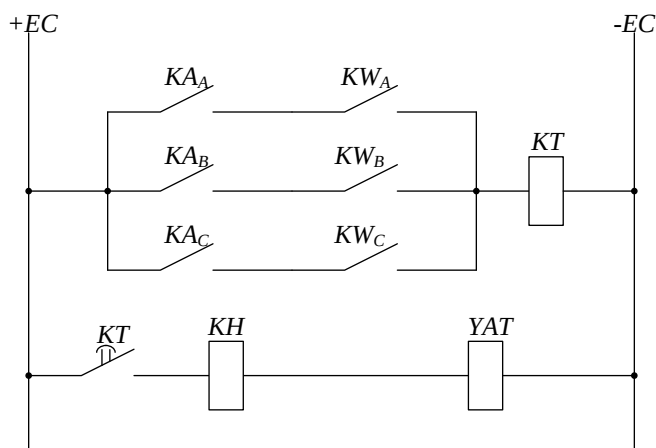


Рис. 3.12. Упрощенная схема вторичной коммутации максимальной направленной защиты с пофазным пуском при однофазных реле направления мощности

3.6. БЛОКИРОВКА МАКСИМАЛЬНОЙ НАПРАВЛЕННОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ

Для отключения однофазных КЗ обычно применяют защиты, реагирующие на токи и напряжения нулевой последовательности. Поэтому максимальная направленная защита, включаемая на фазные токи, часто используется только в качестве защиты от междуфазных КЗ. В связи с этим при КЗ на землю защита блокируется (автоматически выводится из действия) посредством токового реле KA_0 . Реле KA_0 включается в нулевой провод ТТ, соединенных в звезду, и при замыканиях на землю срабатывает и снимает плюс с защиты, лишая ее возможности действовать на отключение (рис. 3.13).

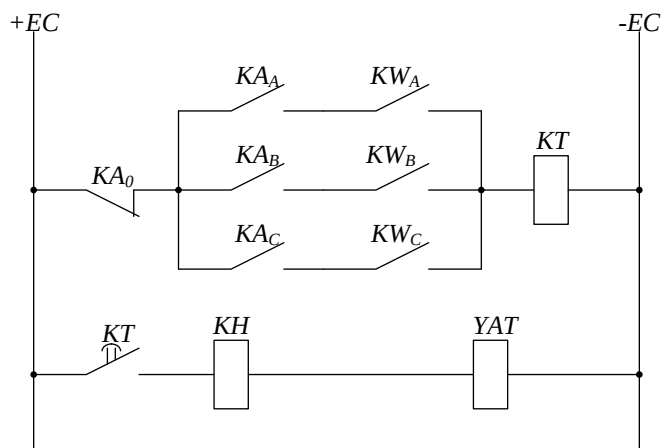


Рис. 3.13. Упрощенная схема вторичной коммутации максимальной направленной защиты с блокировкой при замыкании на землю

3.7. ВЫБОР УСТАВОК ЗАЩИТЫ

Первая ступень защиты – отсечка без выдержки времени. Селективность в режимах без КЗ обеспечивается выбором тока срабатывания ИО тока. Время срабатывания принимается для первой ступени защит всех участков одинаковым и равным $t_{с.з.}^I \approx 0$.

Ток срабатывания первой ступени защиты на линиях с двухсторонним питанием выбирается следующим образом (рис. 3.14):

1). Ток срабатывания ИО тока должен быть выбран больше уравнительного тока $I_{ур}$ в линии при качаниях или выходе генераторов из синхронизма, т.к. ИО направления в этих режимах могут срабатывать, а действие защит на отключение в указанных режимах не допускается.

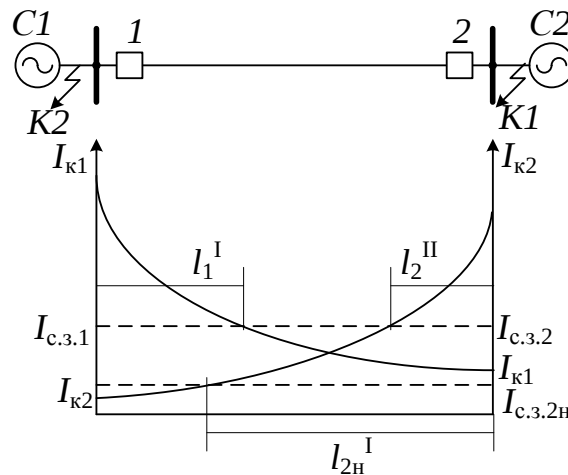


Рис. 3.14. Выбор параметров срабатывания первой ступени

Наибольшее значение тока $I_{ур}$ упрощенно определяется в предположении равенства модулей ЭДС $E_1 = E_2 = E$ и при расположении их в противофазе друг относительно друга:

$$I_{ур} = 2E / Z_{\Sigma} ,$$

где Z_{Σ} – сумма сопротивлений систем Z_1 , Z_2 и линии $Z_{л.}$.

Ток срабатывания первых ступеней защит 1 и 2:

$$I_{с.з.}^I = k_{отс} \cdot I_{ур} ,$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки ($k_{отс} = 1,3-1,5$).

2). Для предотвращения излишних отключений линий при внешних КЗ ток срабатывания должен быть принят большим максимального тока при внешних КЗ. В сети любой конфигурации первые ступени токовых защит могут быть выполнены ненаправленными, если будут одновременно

выполнены условия отстройки от внешних КЗ, как при направлении тока от шин в линию, так и в случае направления его к шинам, т.е. при КЗ в точках $K1$ или $K2$ (рис. 3.14).

Если мощность одной из систем, например $C1$, существенно больше мощности другой системы и $I_{K1} > I_{K2}$, то определяющим для выбора $I_{C.3.}^I$ защит обеих сторон будет ток при КЗ в т. $K1$:

$$I_{C.3.1}^I = I_{C.3.2}^I = k_{отс} \cdot I_{K1}.$$

Из двух условий выбирается большее значение.

Если определяющим явилось второе условие, то зона l_2^I , защищаемая защитой 2, установленной со стороны малой мощности, может оказаться существенно меньше зоны l_1^I .

3). Для повышения защитной способности первой ступени защиту со стороны маломощной системы целесообразно выполнять направленной. При внешних КЗ в т. $K1$ срабатывание защиты 2 будет исключаться ИО направления мощности. Поэтому ее ток срабатывания $I_{C.3.2н}^I$ следует выбирать только по условию отстройки от тока в защите при КЗ в т. $K2$:

$$I_{C.3.2н}^I = k_{отс} \cdot I_{K2}.$$

Очевидно, что зона действия защиты $l_{2н}^I$ увеличится.

Вторая ступень – направленная отсечка с выдержкой времени – основная защита участка, где не работает первая ступень защиты, где $I_K < I_{C.3.}^I$.

Селективность без КЗ и при внешних КЗ обеспечивается выбором времени срабатывания (выдержки времени) $t_{C.3.}^{II}$ и тока срабатывания $I_{C.3.}^{II}$.

Обычно выбирается $t_{C.3.}^{II}$ всех защит одинаковым и на ступень селективности Δt большим выдержек времени первых ступеней или быстродействующих защит предыдущих элементов, например защит трансформаторов:

$$t^{II} = t^I + \Delta t \approx 0,5 - 0,6 \text{ с}.$$

Особенности выбора $I_{C.3.}^{II}$ в общем случае рассматриваются применительно к защите сети с питанием на промежуточной подстанции (рис. 3.15).

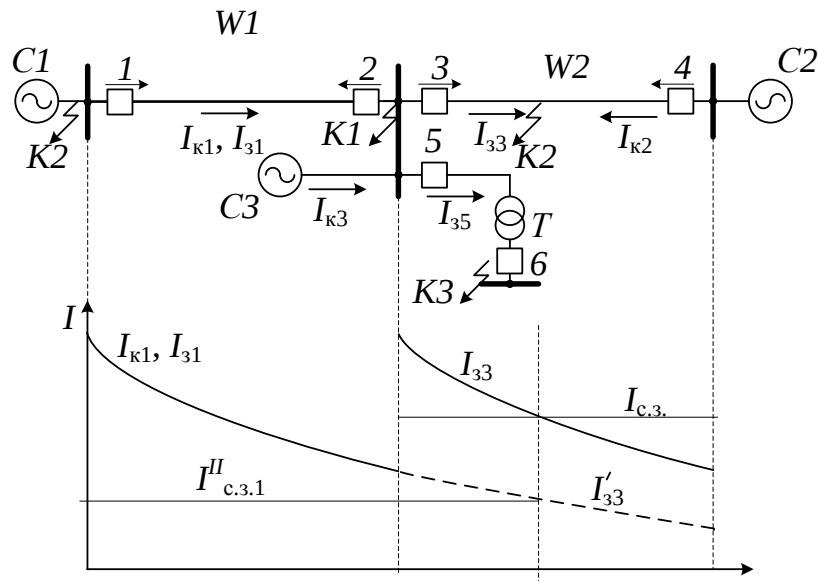


Рис. 3.15. Выбор параметров срабатывания второй ступени

Все защиты предварительно приняты направленными и действующими в направлениях, обозначенных стрелками. В этом случае выбор $I_{с.з.}^{II}$ может производиться независимо для группы защит только одного направления, например защит 1 и 3.

При принятых выдержках времени $t_{с.з.}^{II}$ может быть допущено срабатывание ИО тока второй ступени защиты 1 при КЗ на части предыдущего участка линии W2 или в трансформаторе T, где еще гарантируется срабатывание первой ступени защиты 3 или быстродействующей защиты трансформатора T, действующих на отключение выключателя 3 и 5 соответственно, прежде чем будет набрана выдержка времени органом выдержки времени второй ступени защиты 1.

Следовательно, ток срабатывания второй ступени должен быть выбран большим тока в защите 1 при КЗ в конце зоны, защищаемой второй ступенью защиты 3, чему соответствует т. K2, когда $I_{33} = I_{с.з.3}^I$, а также большим тока при КЗ за трансформатором (т. K3), где уже не работает быстродействующая защита трансформатора.

При КЗ в т. K2 $I_{31} = I'_{31}$ (рис. 3.15), поэтому

$$I_{с.з.1}^{II} = k_{отс} \cdot I'_{31}.$$

Отношение тока в рассматриваемой защите 1 к току в защите 3 можно определить коэффициентом токораспределения $k_{ток}$:

$$k_{ток} = \frac{I_{31}}{I_{33}} \text{ (при K2) и } k_{ток} = \frac{I_{31}}{I_{35}} \text{ (при K3).}$$

С учетом этого

$$I_{с.з.1}^{II} \geq k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{с.з.3}^I,$$

$$I_{с.з.1}^{II} \geq k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{кз}.$$

Целесообразность использования второй ступени с принятым значением $I_{с.з.}^{II}$ оценивается коэффициентом чувствительности при КЗ в конце защищаемого участка при минимально возможном токе КЗ $k_{ч} = I_{к\min} / I_{с.з.}^{II}$. Для устойчивого срабатывания принимается $k_{ч} \geq 1,3-1,5$.

При недостаточном коэффициенте чувствительности, если определяющим явилось условие отстройки от действия первой ступени защиты 3 может быть выбран по условию отстройки от КЗ в конце зоны второй ступени предыдущей защиты при одновременном увеличении выдержки времени:

$$I_{с.з.1}^{II} \geq k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{с.з.3}^{II},$$

$$t_{с.з.1}^{II} = t_{с.з.3}^{II} + \Delta t.$$

Если выдержки времени вторых ступеней защит с двух сторон одного участка (например, защит 1 и 2) оказались одинаковыми, то ИО направления мощности необходим лишь в защите с меньшим током $I_{с.з.}^{II}$: защита с большим током $I_{с.з.}^{II}$ уже оказывается согласованной с первой ступенью защиты другого направления, находящейся сзади.

Третья ступень – максимальная токовая направленная защита. Селективность в режимах без КЗ обеспечивается выбором тока срабатывания, а при внешних КЗ – выдержкой времени.

Выбор параметров срабатывания рассматривается применительно к сети с двухсторонним питанием (рис. 3.16). Предварительно принимаются все защиты направленными. Выдержки времени в этом случае выбираются по встречно-направленному принципу, в соответствии с которым в группе защит каждого направления выдержки времени выбираются независимо по ступенчатому принципу, начиная с защиты, наиболее удаленной от источника питания, обуславливающего прохождение тока заданного направления.

Для приведенной схемы: одна группа защит – 5, 3, 1; вторая – 2, 4, 6:

$$t_5 = t_{10} + \Delta t, t_3 \geq t_5 + \Delta t, t_3 \geq t_9 + \Delta t, t_1 \geq t_3 + \Delta t, t_1 \geq t_8 + \Delta t,$$

$$t_2 = t_7 + \Delta t, t_4 \geq t_2 + \Delta t, t_4 \geq t_8 + \Delta t, t_6 \geq t_4 + \Delta t, t_6 \geq t_9 + \Delta t.$$

Выдержка времени каждой защиты принимается большей из полученных для нее значений.

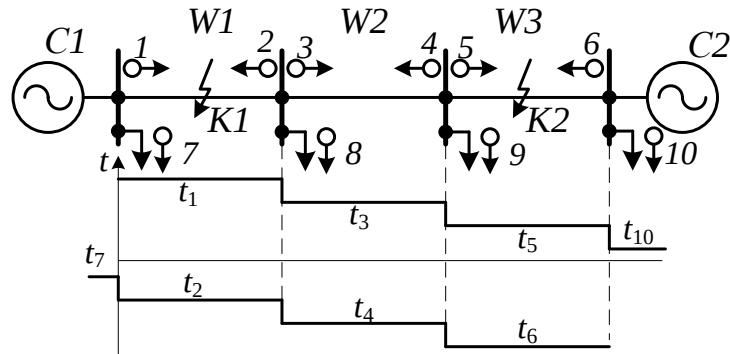


Рис. 3.16. Выбор параметров срабатывания третьей ступени

Анализ полученных значений выдержек времени позволяет определить защиты в сети, которые можно выполнить ненаправленными. Например, если $t_4 > t_3$, то защиту 4 можно выполнить ненаправленной: при КЗ на W3 защита 5 отключит линию прежде, чем наберет выдержку времени защита 4, т.к. $t_5 < t_3$.

Следовательно, на каждом участке сети третья ступень выполняется направленной лишь с той стороны, где выдержка времени меньше; если с обеих сторон выдержки времени одинаковы, то обе защиты выполняются ненаправленными.

Выбор тока срабатывания третьей ступени производится с учетом нескольких условий.

1). Для исключения срабатывания защиты в режиме, когда проходит максимальный рабочий ток $I_{\text{раб.мах}}$, необходимо, чтобы

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{III}} \geq I_{\text{раб.мах}}.$$

При определении $I_{\text{раб.мах}}$ следует учитывать и токи, направленные в нагрузочных режимах к шинам.

2). ИО тока третьей ступени после срабатывания после срабатывания при КЗ на смежном участке должен вернуться после отключения КЗ выключателем поврежденного участка. С учетом этого ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = k_{\text{отс}} \cdot k_3 \cdot I_{\text{раб.мах}} / k_{\text{в}},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,1-1,2$ – коэффициент отстройки, $k_3 = 1,2-4$ – коэффициент запуска, $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата ИО тока.

3). Для исключения срабатывания ИО после успешного АПВ на защищаемой линии ток $I_{\text{с.з.}}^{\text{III}}$ должен быть выбран большим токов самозапуска электродвигателей в этом режиме, учитываемых коэффициентом запуска k_3 :

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = k_{\text{отс}} \cdot k_3 \cdot I_{\text{раб.мах}}.$$

4). Ток срабатывания третьей ступени защиты должен быть отстроен от тока в неповрежденных фазах при КЗ на землю:

$$I_{с.з.}^{III} > I_{раб.мах}.$$

Из рассмотренных выше условий является условие, дающее большее значение тока срабатывания.

Коэффициент чувствительности третьей ступени в соответствии с ее назначением определяется:

- как основной в конце своего участка

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{к1 \min}}{I_{с.з.}^{III}},$$

- как резервной в конце смежных участков

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{к2 \min}}{I_{с.з.}^{III}}.$$

Для обеспечения селективности чувствительность защит, действующих в одном направлении, необходимо согласовывать так, чтобы токи срабатывания нарастали при обходе защит против направления их действия.

Такое согласование предотвращает неселективную работу защиты при токах КЗ, близких по своему значению к токам срабатывания защит. Рассмотрим пример на рис. 3.17. При КЗ вблизи питающих шин в точке $K1$ соотношение токов КЗ $I_{кА}$ и $I_{кВ}$ обратно пропорционально сопротивлению $z'_{к1}$ и $z''_{к1}$, т.е. $\frac{I_{кА}}{I_{кВ}} = \frac{z''_{к1}}{z'_{к1}}$. Чем ближе точка $K1$ к шинам питающей подстанции, тем меньше ток $I_{кА}$.

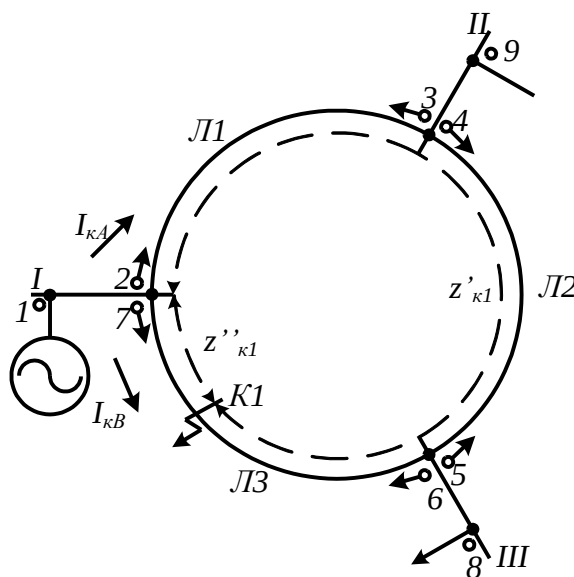


Рис. 3.17. Кольцевая схема сети и размещение защит в этой сети

Если ток I_{KA} окажется меньше I_{C36} защиты 6, то последняя не будет действовать до тех пор, пока линия не отключится со стороны питающей подстанции защитой 7. После этого ток I_{KA} возрастет и защита 6 придет в действие. Такое поочередное отключение линии сначала с одного, а потом с другого конца называется **каскадным**.

Таким образом, токи срабатывания защит должны удовлетворять условию $I_{C36} < I_{C34} < I_{C32} < I_{C31}$, а для защит, действующих при обратном направлении мощности: $I_{C33} < I_{C35} < I_{C37} < I_{C31}$.

3.8. МЕРТВАЯ ЗОНА

Участок линии m при КЗ, в пределах которого реле мощности не работает из-за того, что мощность КЗ на его зажимах оказывается меньше мощности срабатывания, называется *мертвой зоной* (рис. 3.18).

Для характеристики чувствительности защиты важно знать протяженность мертвой зоны m . Подсчет мертвой зоны ведется для металлического трехфазного КЗ на границе мертвой зоны M , где мощность на зажимах реле $S_p = S_{cp}$.

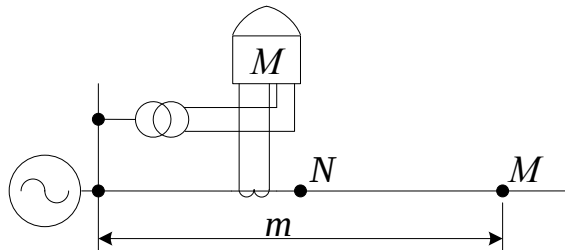


Рис. 3.18. Мертвая зона реле направления мощности

1) При КЗ на границе мертвой зоны в точке M :

$$U_p = U_{cp} = \frac{S_p}{I_p \cdot \sin(\varphi_p)}.$$

2) Для вычисления U_{cp} :

– определяют S_{cp} , пользуясь лабораторными испытаниями или заводскими данными;

– вычисляют ток в реле при трехфазном КЗ в самом начале линии

$$(т. N): I_p = \frac{I_{KN}}{n_T};$$

– вычисляют $\sin(\alpha - \varphi_p)$, для чего сначала находят $\varphi_k = \arctg \frac{x_{уд}}{r_{уд}}$

($x_{уд}, r_{уд}$ – удельные сопротивления данной линии; зная φ_k и схему включения реле, можно найти φ_p (90-градусная схема: $\varphi_p = \varphi_k - 90^\circ$); α – известен.

3) Затем вычисляют первичное фазное напряжение $U_{\phi 1}$, необходимое для срабатывания реле: $U_{\phi 1} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}}$ (поскольку реле включено на междупазное напряжение).

4) Определяют величину сопротивления z_m участка m , в котором падение напряжения от $I_{кН}$ равно $U_{\phi 1}$: $z_m = \frac{U_{\phi 1}}{I_{кН}}$.

5) Определяют длину мертвой зоны: $m = \frac{z_m}{\sqrt{x_{уд}^2 + r_{уд}^2}}$.

Мертвая зона является недостатком защиты. Однако длина мертвой зоны m имеет малое значение.

3.9. ОЦЕНКА ТОКОВЫХ НАПРАВЛЕННЫХ ЗАЩИТ

Защита позволяет обеспечить селективное отключение сетей с двухсторонним питанием.

Недостатки защиты:

- большие выдержки времени, особенно вблизи источников питания;
- недостаточная чувствительность в сетях с большой нагрузкой и небольшой кратностью тока КЗ;
- мертвая зона при трехфазных КЗ;
- возможность неправильного выбора направления при нарушении цепи напряжения, питающей реле направления мощности.

ЧАСТЬ 4 ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА

4.1. НАЗНАЧЕНИЕ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

В сетях сложной конфигурации с несколькими источниками питания простые и направленные токовые защиты не могут обеспечить селективного отключения КЗ.

Рассмотрим кольцевую схему с двумя источниками питания на рис. 4.1. Предположим, что на подстанциях установлены максимальные направленные защиты.

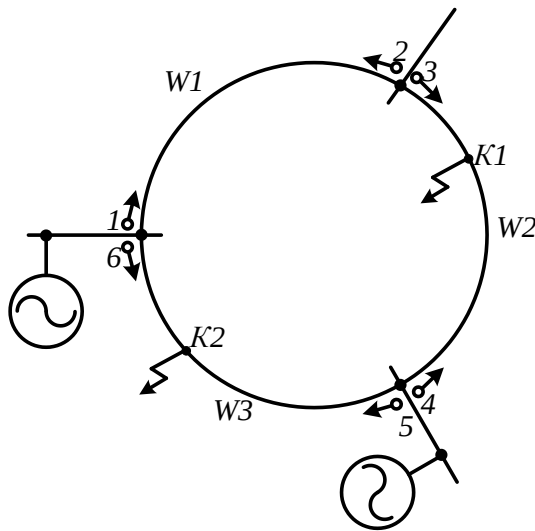


Рис. 4.1. Кольцевая сеть с двумя источниками питания

При КЗ на линии W2 (т. K1) времена срабатывания защит выглядят следующим образом: $t_3 < t_1 < t_5$, $t_4 < t_6 < t_2$. Однако при КЗ на линии W3 (т. K2) времена срабатывания защит выглядят следующим образом: $t_6 < t_2 < t_4$, $t_5 < t_3 < t_1$. Как видим, возникают противоречия работы защиты по отношению к временам срабатывания. Следовательно, в таких сетях применение максимальной направленной защиты не удовлетворяет требованиям селективности, быстродействию.

В связи с этим возникла необходимость в применении других принципов, позволяющих получить защиты с необходимым быстродействием, обеспечивающие селективность, чувствительность в сетях любой конфигурации. Одной из таких защит является *дистанционная защита*.

Основным элементом дистанционной защиты является дистанционный орган, определяющий удаленность КЗ от места установки защиты.

В качестве дистанционного (измерительного) органа используется реле сопротивления, непосредственно или косвенно реагирующие на полное, активное, реактивное сопротивление линии (z, r, x). Сопротивление фазы линии от места установки реле до места КЗ пропорционально длине этого участка: $z_{рк} = z_{уд} \cdot l_{рк}$, $r_{рк} = r_{уд} \cdot l_{рк}$, $x_{рк} = x_{уд} \cdot l_{рк}$, где $z_{рк}$, $r_{рк}$, $x_{рк}$ – полное, активное и реактивное сопротивления участка линии длиной $l_{рк}$; $z_{уд}$, $r_{уд}$, $x_{уд}$ – удельное сопротивление на 1 км линии.

Таким образом, поведение реле, реагирующих на сопротивление линии, зависит от удаленности места повреждения $l_{рк}$.

Для обеспечения селективности дистанционные защиты в сетях сложной конфигурации необходимо выполнять направленными, действующими только при направлении мощности КЗ от шин в линию.

4.2. ПРИНЦИП ОБЕСПЕЧЕНИЯ СЕЛЕКТИВНОСТИ

Принцип обеспечения селективности действия защит со ступенчатой характеристикой рассматривается на примере схемы сети (рис. 4.2).

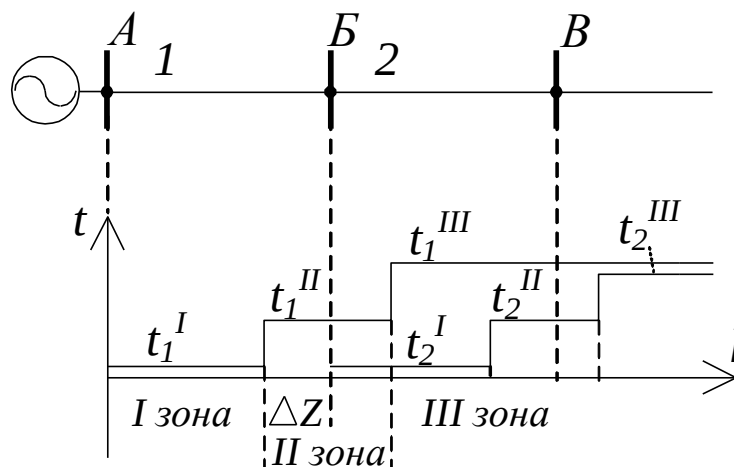


Рис. 4.2. Согласование выдержек времени дистанционных защит со ступенчатой характеристикой (Δz – погрешность дистанционного реле; 1, 2 – дистанционные защиты)

Протяженность первой зоны берется несколько меньше протяженности линии с учетом погрешности Δz в сопротивлении срабатывания дистанционного реле. В зависимости от точности реле первая зона составляет 0,7–0,85 длины защищаемой линии. При КЗ в пределах первой зоны защита действует мгновенно. Остальная часть линии и шины противоположной подстанции охватываются второй зоной,

протяженность и выдержка которой согласуются с первой зоной защиты следующего участка. Короткое замыкание в пределах второй зоны защита отключает с выдержкой времени t_1^{II} . Последняя, третья ступень защиты является резервной, ее протяженность выбирается из условия охвата следующего участка на случай отказа его защиты или выключателя. При повреждениях в третьей зоне защита действует с выдержкой времени t_1^{III} .

4.3. ЭЛЕМЕНТЫ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ И ИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ

Дистанционная защита относится к числу сложных защит. Все разновидности этой защиты состоят из нескольких общих элементов (органов защиты), выполняющих определенные функции.

Защита состоит из следующих органов (рис. 4.3):

- пускового органа *ПО*, пускающего защиту при возникновении КЗ. Обычно пусковой орган выполняется при помощи реле полного сопротивления или токовых реле.

- дистанционного органа *ДО*, определяющего удаленность места КЗ. В ступенчатых защитах выполняется при помощи реле минимального сопротивления. К реле подводится ток и напряжение защищаемой линии (I_p и U_p) и оно срабатывает при условии $z_p = \frac{U_p}{I_p} < z_{\text{с.р.}}$, где $z_{\text{ср}}$ – наибольшее сопротивление, при котором реле начинает действовать, т.е. сопротивление срабатывания реле.

Сопротивление z_p иногда называют фиктивным, т.к. в некоторых режимах (при нагрузке и качаниях) z_p не является сопротивлением линии. В этих случаях оно представляет собой отношение $\frac{U_p}{I_p}$, обладающее размерностью сопротивления, но не имеющее физического значения.

- органа выдержки времени *В*, создающего выдержку времени, с которой в зависимости от поведения дистанционного органа действует защита.

- органа направления мощности *ОМ*, не позволяющего работать защите при направлении мощности КЗ к шинам подстанции. Выполняются при помощи реле направления мощности и предусматривается только в тех случаях, когда пусковые и дистанционные органы не обладают направленностью.

- блокировки, автоматически выводящие защиту из действия в тех режимах, когда защита может сработать неправильно при отсутствии повреждения. Обычно применяются две блокировки:

- блокировка от исчезновения напряжения U_p при неисправностях в цепях напряжения $БН$, питающих защиту; при $U_p = 0$, $z_p = 0$, в этих условиях пусковые реле (если они реагируют на z) и дистанционные органы защиты приходят в действие, что может привести к неправильной работе защиты; блокировка приходит в действие при неисправностях в цепях напряжения, снимает оперативный ток с защиты, не позволяя ей действовать на отключение;

- блокировка от неправильного действия защиты при качаниях в системе $БК$; в этом режиме напряжение U_p снижается, а ток I_p возрастает, что приводит к уменьшению z_p , в результате чего пусковые и дистанционные органы защиты могут срабатывать и вызвать неправильное действие защиты; при возникновении качаний блокировка $БК$ приходит в действие и выводит защиту из работы, размыкая ее цепь отключения.

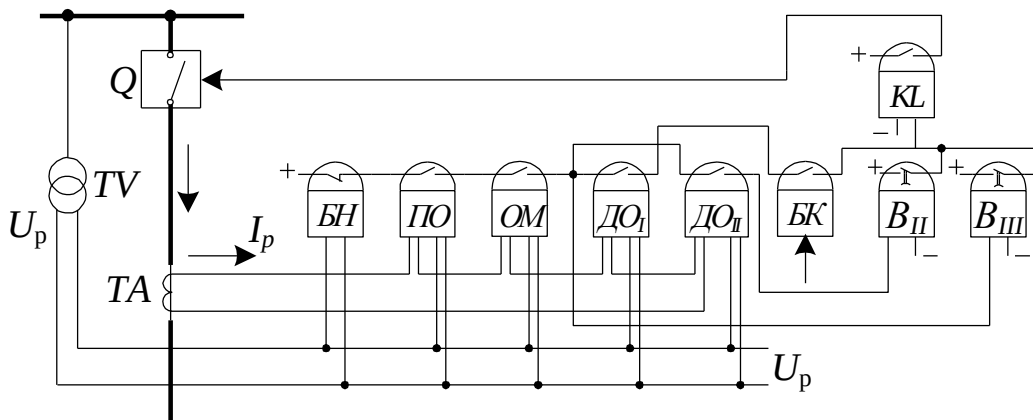


Рис. 4.3. Упрощенная схема трехступенчатой дистанционной защиты

При КЗ на линии работают пусковое реле $ПО$ и реле мощности $ОМ$. Через их контакты подается плюс постоянного тока к контактам дистанционных органов и на катушку реле времени третьей зоны. Если КЗ произошло в пределах первой зоны, то дистанционный орган первой зоны $ДО_I$ замыкает контакты, образуя цепь на отключение линии. Если КЗ произошло во второй зоне, $ДО_I$ не работает, т.к. сопротивление на его зажимах больше уставки сопротивления срабатывания первой зоны ($z_p > z_1$). В этом случае приходит в действие дистанционный орган второй зоны $ДО_{II}$. Он замыкает

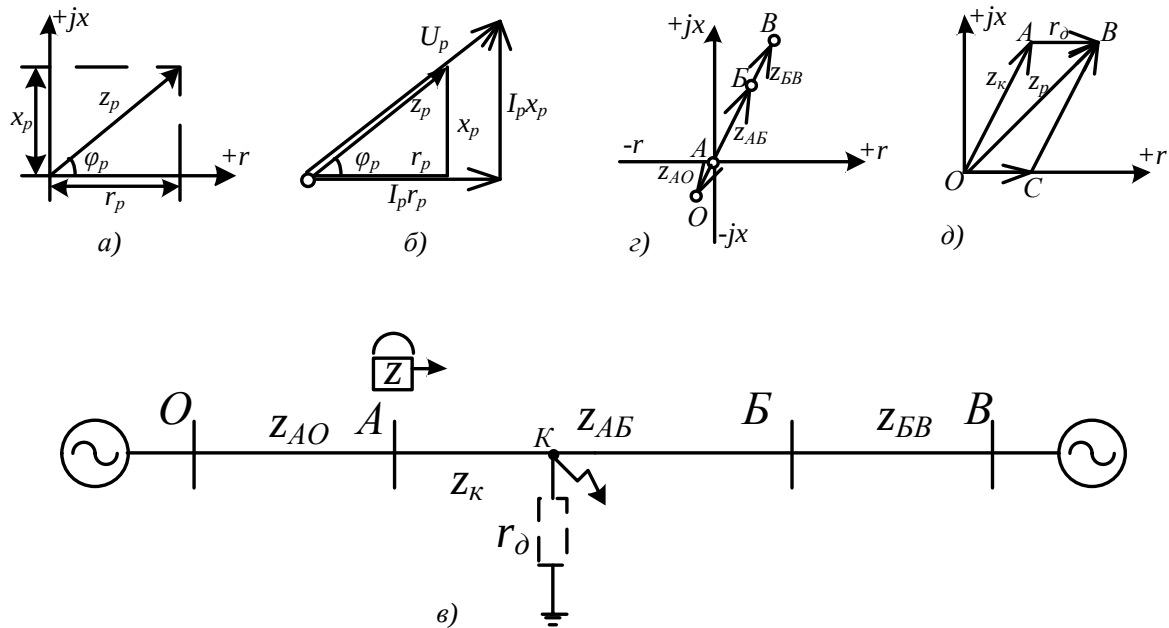
контакты и пускает реле времени B_{II} . По истечении времени t_{II} реле B_{II} замыкает контакт и посылает импульс на отключение.

При КЗ за пределами второй зоны омметры $ДО_I$ и $ДО_{II}$ не работают, т.к. сопротивления на его зажимах превышают уставки сопротивления срабатывания. Защита не может действовать со временем первой и второй зон. Реле времени B_{III} , запущенное пусковым реле, срабатывает когда истечет его выдержка времени t_{III} и посылает импульс на отключение выключателя. Специальные измерительные органы третьей зоны для упрощения защиты обычно не ставят.

4.4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ПЛОСКОСТИ ДЛЯ ИЗОБРАЖЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК РЕЛЕ

Характеристикой срабатывания называется зависимость $Z_{ср} = f(\varphi_p)$, которая определяет значения векторов z_p на зажимах реле при его срабатывании.

Сопротивление z является комплексной величиной, поэтому характеристики срабатывания реле и сопротивления на их зажимах удобно изображать на комплексной плоскости, в осях x и r (рис. 4.4). В этом случае по оси вещественных величин комплексной плоскости откладываются активные сопротивления r , а по оси j располагаются реактивные сопротивления x . Любое полное сопротивление на зажимах реле $z_p = \frac{U_p}{I_p}$ может быть выражено через активные и реактивные составляющие в виде комплексного числа $z_p = r_p + jx_p$ и изображено в осях x , r вектором с координатами x_p и r_p (рис. 4.4, а). Величина этого вектора характеризуется модулем $|z_p| = \sqrt{r_p^2 + x_p^2}$, а его направление – углом φ_p , который определяется соотношением x_p и r_p , поскольку $\operatorname{tg} \varphi_p = x_p / r_p$. Из рис. 4.4, б видно, что угол φ_p равен углу сдвига фаз между векторами тока I_p и напряжения U_p и, следовательно, можно считать, что на комплексной плоскости вектор I_p совпадает с осью положительных сопротивлений r , а напряжение U_p – с вектором z_p .

Рис. 4.4. Комплексная плоскость r, jx :

а) – изображение вектора z_p ; б) – треугольник сопротивлений; в) и г) – участок сети и его изображение в осях r, jx ; д) – КЗ через сопротивление r электрической дуги

Любой участок сети, например линию AB , показанную на рис. 4.4, в, можно также представить в осях x и r вектором $z_{Л}$, имея в виду, что каждая точка линии характеризуется определенными сопротивлениями $r_{Л}$ и $x_{Л}$.

Если сопротивления всех участков сети имеют один и тот же угол $\varphi_{Л}$, то их геометрическое место на комплексной плоскости изобразится в виде прямой, смещенной относительно оси r на угол $\varphi_{Л}$ (рис. 4.4, г).

Начало защищаемой линии, где установлена рассматриваемая защита A , совмещается с началом координат (рис. 4.4, в и г). Координаты всех участков сети, попадающих в зону защиты A , считаются положительными и располагаются в первом квадранте плоскости (рис. 4.4, в). Координаты участков сети, расположенных влево от т. A , считаются отрицательными и располагаются в третьем квадранте.

4.5. ХАРАКТЕРИСТИКИ СРАБАТЫВАНИЯ РЕЛЕ

Характеристики каждого реле представляют собой геометрическое место точек, удовлетворяющих условию $z_p = z_{ср}$. Таким образом, характеристика работы реле является пограничной кривой, определяющей условия действия реле.

Характеристика срабатывания реле должна обеспечивать работу реле при КЗ в пределах защищаемой зоны. При КЗ вектор сопротивления на зажимах реле z_p равен геометрической сумме вектора сопротивления линии z_k до места повреждения и сопротивления электрической дуги r_d , которая может возникать в месте КЗ (рис. 4.4, д), т.е. $z_p = z_k + r_d$.

На рис. 4.4, д отрезок OA изображает вектор сопротивления линии, равный сопротивлению z_k зоны действия реле; отрезок AB представляет вектор сопротивления электрической дуги, имеющей активное сопротивление r_d (дело в том, что активный характер сопротивления дуги справедлив для условий одностороннего питания; при двустороннем питании за счет сдвига фаз между токами КЗ от генераторов вектор AB будет расположен под углом к оси r). Площадь $OABC$ определяет область, в пределах которой может располагаться вектор z_p при КЗ в различных точках линии, с учетом сопротивления электрической дуги.

Рассмотрим несколько характеристик срабатывания реле (рис. 4.5).

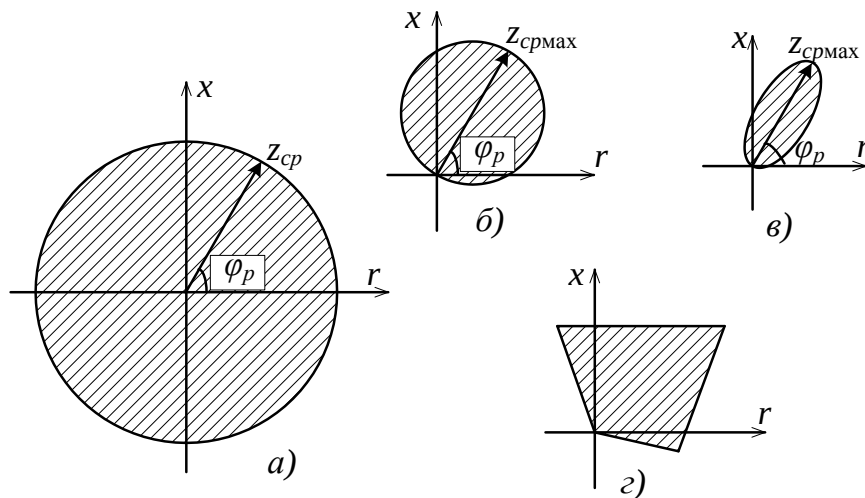


Рис. 4.5. Виды характеристик реле сопротивления:

- а) – реле полного сопротивления; б) – направленное реле сопротивления;
в) – эллиптическая характеристика; г) – многоугольная характеристика

Круговая характеристика с центром в начале координат (рис. 4.5, а). Сопротивления срабатывания реле с такой характеристикой z_{cp} не зависят от φ_p . Поэтому они называются *реле полного сопротивления*.

Круговая характеристика, проходящая через начало координат, с центром, располагаемым обычно на прямой, характеризующей защищаемый участок (рис. 4.5, б). Сопротивления срабатывания реле z_{cp} зависят от φ_p , причем наибольшую чувствительность (z_{cpmax}) оно имеет

при $\varphi_{p.m.m.} = \varphi_L = \arctg(r_p/r_p)$, т.е. при металлических КЗ на защищаемой линии. Возможно расположить диаметр окружности и под углом меньшим к φ_L к оси r для повышения чувствительности к переходным сопротивлениям r_d . Характеристика не охватывает повреждения на последующих элементах системы, располагающихся в третьем квадранте, и поэтому реле с такой характеристикой называется *направленным реле сопротивления*. Работа реального реле характеризуется граничной линией, не проходящей через начало координат. Поэтому в начале линии появляется мертвая зона, при КЗ в которой реле может отказывать в срабатывании. При использовании реле для третьей и второй ступеней мертвую зону можно исключить, несколько смещая характеристику в третий квадрант. Для реле первой ступени это недопустимо, т.к. это приведет к возможности излишнего срабатывания защиты при близких КЗ на смежном участке «за спиной»; поэтому для исключения мертвой зоны у первой ступени используют специальные меры.

Эллиптическая характеристика, проходящая через начало координат, с большой осью, наклоненной к оси r под углом, равным углу сопротивления защищаемой линии (рис. 4.5, в). Реле с такой характеристикой предлагались прежде всего для последних ступеней защиты, пусковых органов, как обеспечивающие лучшую, чем направленные реле, отстройку от рабочих режимов и качаний. Для исключения мертвых зон и уменьшения влияния r_n (переходное сопротивление) при близких КЗ, характеристики для вторых и третьих ступеней могут смещаться в третий квадрант.

Многоугольная характеристика (рис. 4.5, г). Ее стороны выбираются с учетом следующих соображений. Верхняя сторона должна четко фиксировать конец защищаемой зоны. Правая боковая сторона обеспечивает отстройку от рабочих режимов. Левая боковая сторона помогает отстройке от нагрузок, передаваемых к месту установки защиты. Нижняя сторона для реле первой ступени проходит через начало координат и имеет наклон, обеспечивающий работу при близких КЗ через r_n ; для второй и третьей ступеней она может быть смещена для устранения мертвых зон в третий квадрант.

4.6. ТРЕБОВАНИЯ К СХЕМАМ ВКЛЮЧЕНИЯ ДИСТАНЦИОННЫХ ОРГАНОВ ЗАЩИТ

Дистанционные органы, выполняемые с помощью реле сопротивления, должны включаться на ток и напряжение сети по таким схемам, при которых **сопротивление на зажимах реле z_p пропорционально расстоянию до места повреждения l_k и не зависит от вида КЗ.**

Для выполнения поставленных условий напряжение U_p должно равняться падению напряжения до т. КЗ $I_k z_k$, а ток I_p – току I_k , тогда

$$z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{I_k z_k}{I_k} = z_k = z_{уд} \cdot l_k.$$

Таким образом, дистанционные органы включаются на напряжение и ток петли КЗ. Для обеспечения правильного действия дистанционных органов при двухфазных КЗ нужно установить три органа, реагирующие на повреждения между фазами *AB*, *BC* и *CA*. Применяются схемы и с одним дистанционным органом, но в этом случае его нужно переключать на напряжение и токи соответствующих фаз в зависимости от того, какие из них повреждены.

Схемы включения, обеспечивающие при междуфазных КЗ пропорциональность между z_p и l_k , оказываются непригодными в условиях замыканий на землю. Поэтому реле, реагирующие на междуфазные КЗ и реле, предназначенные для защиты от однофазных повреждений, включаются по разным схемам.

4.7. ВКЛЮЧЕНИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ ОРГАНОВ, РЕАГИРУЮЩИХ НА МЕЖДУФАЗНЫЕ КЗ

Включение на междуфазные напряжения и разность фазных токов осуществляется согласно табл. 4.1.

Таблица 4.1

Схема включения измерительного органа сопротивления

Реле фаз	I_p	U_p
<i>AB</i>	$I_A - I_B$	U_{AB}
<i>BC</i>	$I_B - I_C$	U_{BC}
<i>CA</i>	$I_C - I_A$	U_{CA}

Такой способ включения (рис. 4.6) полностью отвечает вышеперечисленным требованиям. Рассмотрим работу схемы при различных видах междуфазных КЗ.

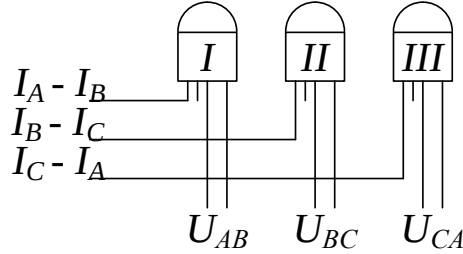


Рис. 4.6. Схема включения дистанционных органов

Трехфазное КЗ. К каждому из них подводится междуфазное напряжение, равное $\sqrt{3}U_\phi$. Фазное напряжение U_ϕ равно падению напряжения в проводе фазы от места установки реле до т. КЗ.

Отсюда напряжение $U_p = \sqrt{3} \cdot I_K \cdot Z_{1K} = \sqrt{3} \cdot I_K \cdot Z_{1уд} \cdot l_K$, где I_K – ток трехфазного КЗ, проходящий по фазе; Z_{1K} – сопротивление прямой последовательности фазы от места установки реле до т. КЗ; l_K – расстояние до места повреждения; $Z_{1уд}$ – удельное сопротивление прямой последовательности фазы на 1 км.

Ток в каждом реле равен геометрической разности токов двух фаз, т.е. $I_p = \sqrt{3} \cdot I_K$, следовательно, сопротивление на зажимах реле равно:

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K \cdot Z_{1K}}{\sqrt{3} \cdot I_K} = Z_{1K} = Z_{1уд} \cdot l_K.$$

Двухфазное КЗ: В и С. Только один дистанционный орган, включенный на напряжение между поврежденными фазами В и С, получает напряжение, пропорциональное расстоянию l_K . Это напряжение равно падению напряжения в петле КЗ, т.е. в фазах В и С, поэтому:

$$U_p = U_{BC} = 2 \cdot I_K \cdot Z_{1K}.$$

Ток $I_p = I_B - I_C = 2 \cdot I_K$. Отсюда:

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{U_{BC}}{I_B - I_C} = \frac{2 \cdot I_K \cdot Z_{1K}}{2 \cdot I_K} = Z_{1K} = Z_{1уд} \cdot l_K.$$

Таким образом, включение реле таким способом удовлетворяет требованиям, предъявляемым к схемам включения дистанционных органов.

Включение на междуфазное напряжение и фазный ток осуществляется согласно табл. 4.2.

Таблица 4.2

Схема включения измерительного органа сопротивления

Реле фаз	I_p	U_p
AB	I_A	U_{AB}
BC	I_B	U_{BC}
CA	I_C	U_{CA}

При трехфазных КЗ $z_p^{\text{с}} = \sqrt{3}Z_{1к}$, а при двухфазных КЗ – $z_p^{\text{с}} = 2Z_{1к}$.

Таким образом, данная схема удовлетворяет первому условию $Z_p = l_k$, но не обеспечивает второго условия, т.к. $z_p^{\text{с}} \neq z_p^{\text{н}}$.

Поэтому схема включения на междуфазное напряжение и фазный ток используется лишь для дистанционных органов третьей зоны, поскольку третьей зоны являются резервными и работают при отказе основной защиты.

При обеих схемах включения в случае двухфазного КЗ из трех дистанционных органов правильно определяет удаленность повреждения только один, включенный на напряжения между поврежденными фазами.

Например, при КЗ между фазами B и C , сопротивления на реле II $Z_p = Z_{1к}$, а на зажимах реле I и III z_p получается преувеличенным, т.к. подводимые к ним напряжения U_{AB} и U_{CA} превышают напряжения U_{BC} , а питающий их ток в 2 раза меньше, чем ток в реле II . Эти реле ведут себя так, как если бы КЗ произошло дальше действительного места повреждения. Поэтому они не могут вызвать неселективного действия защиты.

4.8. ПРИЧИНЫ, ИСКАЖАЮЩИЕ РАБОТУ ДИСТАНЦИОННЫХ ОРГАНОВ

На работу дистанционных органов оказывают воздействие некоторые факторы, искажающие величины z_p так, что при этом нарушается пропорциональность между z_p и расстоянием l_k до места КЗ. Эти искажения необходимо учитывать при выборе уставок во избежание нарушения селективности и недопустимого сокращения зон действия защиты.

Влияние переходного сопротивления.

Переходное сопротивление в месте КЗ (рис. 4.7) обуславливается главным образом появлением электрической дуги, имеющей активное сопротивление r_{Π} . Сопротивление на зажимах реле PC при электрической дуге в месте повреждения при двухфазном КЗ:

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{2I_{KN}Z_1 + I_{\Pi}r_{\Pi}}{2I_{KN}} = Z_1 + \frac{I_{\Pi}r_{\Pi}}{2I_{KN}} = Z_{1K} + \Delta Z,$$

где z_{1K} – сопротивление прямой последовательности до места КЗ; r_{Π} – сопротивление электрической дуги; I_{KN} – ток КЗ от источника питания N , проходящий через реле; I_K – ток КЗ, протекающий через дугу, равный $I_{KN} + I_{KM}$; $\Delta Z = k \frac{r_{\Pi}}{2}$ – погрешность, вносимая дугой, при этом $k = \frac{I_K}{I_{KN}} > 1$.

Из этого выражения вытекает, что реле полного сопротивления воспринимают появление переходного сопротивления как удаление действительного места КЗ на величину Δz .

В результате этого зона действия реле сокращается и возникает возможность отказа защиты в конце расчетной зоны и неселективной работы предыдущих защит. Величина сопротивления дуги не поддается точной оценке. В начальный момент повреждения длина электрической дуги минимальна, в дальнейшем дуга удлиняется, вследствие чего сопротивление r_{Π} возрастает. Поэтому на защиты с выдержкой времени дуга оказывает большее влияние, чем на защиты, действующие мгновенно.

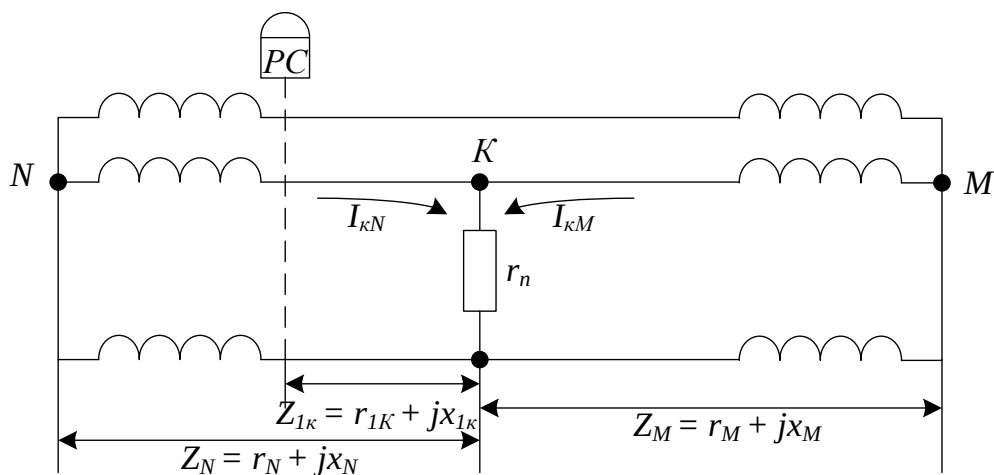


Рис. 4.7. Влияние электрической дуги в месте КЗ на сопротивление z_p

Влияние токов подпитки от промежуточных подстанций.

В ряде случаев между местом установки защиты и точкой повреждения оказываются включенными источники питания N , дающие дополнительный ток $I_{кN}$ к месту КЗ (рис. 4.8). Этот ток не проходит через реле, но, создавая дополнительное падение напряжения в сопротивлении поврежденного участка, увеличивает напряжение на зажимах реле, а вместе с ними и z_p .

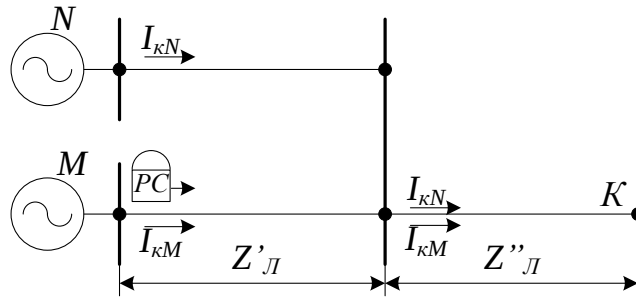


Рис. 4.8. Искажение замеров дистанционных органов вследствие подпитки токами КЗ

Напряжение на реле с учетом подпитки равно:

$$U_p = I_{кM} \cdot Z'_{Л} + \epsilon_{кM} + I_{кN} \cdot Z''_{Л}.$$

Ток в реле

$$I_p = I_{кM},$$

отсюда

$$z_p = \frac{U_p}{I_p} = Z'_{Л} + \frac{\epsilon_{кM} + I_{кN} \cdot Z''_{Л}}{I_{кM}} = Z'_{Л} + k_p \cdot Z''_{Л}.$$

Коэффициент $k_p = \frac{I_{кN}}{I_{кM}} > 1$ называется *коэффициентом распределения*

(или подпитки).

При наличии подпитки сопротивление на зажимах реле оказывается большим, чем действительное сопротивление прямой последовательности до места КЗ, что приводит к сокращению зоны вторых и третьих ступеней защиты. Чем больше ток подпитки $I_{кN}$, тем больше искажается (увеличивается) сопротивление z_p .

Влияние разветвления токов при сочетании одинарной линии с параллельными.

При сочетании одинарной линии с двумя параллельными линиями (рис. 4.9) реле, установленное на одинарной линии, замеряет преуменьшенное сопротивление при КЗ на одной из параллельных линий. В этом случае

$$U_p = I_{1k} \cdot Z'_{1Л} + (I_{1k} - I'_{1k}) \cdot Z''_{1к}, \quad I_p = I_{1к}.$$

Следовательно,

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = Z'_{1Л} + \frac{(I_{1к} - I'_{1к})}{I_{1к}} \cdot Z''_{1к} = Z'_{1Л} + k_p \cdot Z''_{1Л},$$

где $k_p = \frac{I_{1к} - I'_{1к}}{I_{1к}} < 1$ называется **коэффициентом разветвления токов**.

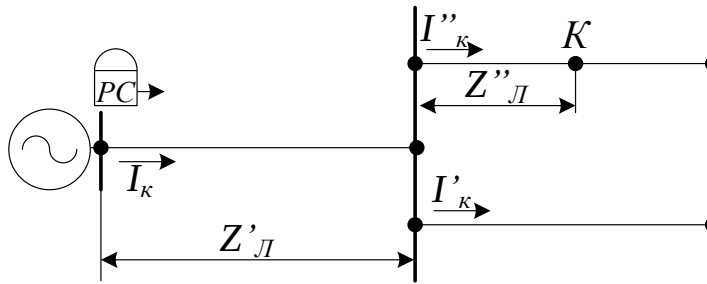


Рис. 4.9. Искажение замеров дистанционных органов вследствие разветвления токов КЗ

Влияние подпитки и разветвлений должно учитываться при расчете уставок дистанционных защит.

4.9. ВЫБОР УСТАВОК СРАБАТЫВАНИЯ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ

Рассмотрим выбор уставок на примере схемы рис. 4.6, а, состоящей из двух участков линий $W1$ и $W2$ с тремя источниками питания и понижающим трансформатором T . Все защиты выполняются с использованием направленных ИО сопротивления с характеристикой в виде окружности, проходящей через начало координат. Выбор параметров срабатывания производится для защит одного направления – 1, 3, 5.

На рис. 4.10, б графически изображаются характеристики дистанционных защит.

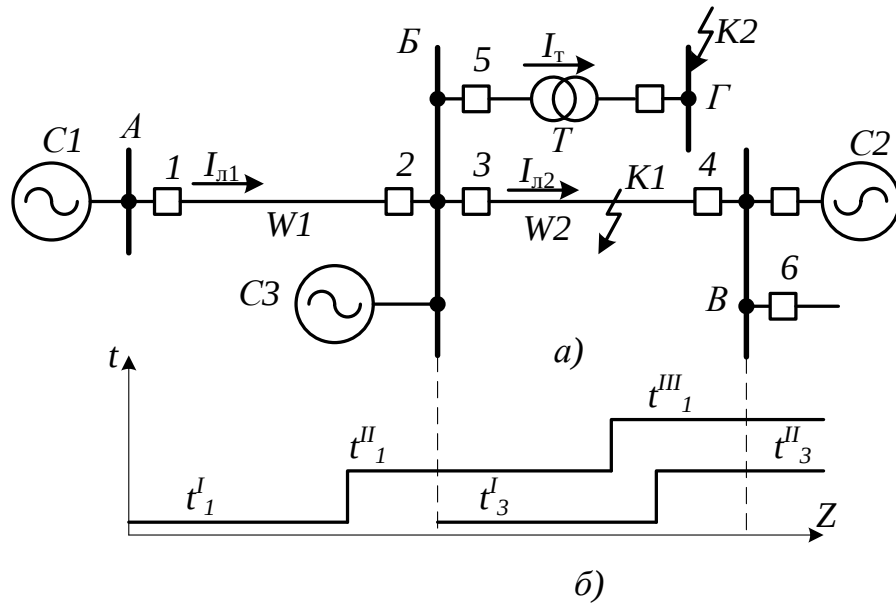


Рис. 4.10. Участок сети, защищаемый защитой 1 (а) и изображение характеристик выдержек времени дистанционных защит в осях z, t (б)

Первая зона защиты. Первая ступень выполняется без выдержки времени. Селективность в режиме без КЗ и при внешних КЗ обеспечивается выбором сопротивления срабатывания. Время срабатывания первых ступеней защит для всех участков принимается одинаковым и равным $t_{с.з.}^I = 0$.

Для исключения излишних отключений линии сопротивление срабатывания ИО должно быть выбрано меньше, чем сопротивление при КЗ в начале предыдущих элементов, т.е. меньше сопротивления линии:

$$Z_{с.з.1}^I = k_{отс} \cdot Z_{л1},$$

$$Z_{с.з.3}^I = k_{отс} \cdot Z_{л2},$$

где $z_{л}$ — сопротивление прямой последовательности защищаемой линии $W1, W3$; $k_{отс}$ — коэффициент, учитывающий с некоторым запасом погрешности Δz , могущие вызвать увеличение $z_{ср}$. Величина $k_{отс}$ зависит от точности реле, обычно принимается $k_{отс} = 0,85-0,9$.

Погрешность ТТ приводит к сокращению зоны действия защиты. Поэтому ТТ, питающие дистанционную защиту, следует выбирать по кривым 10 % погрешности при максимальном токе КЗ в конце первой зоны.

Вторая зона защиты. Вторая ступень предназначена для защиты части участка, где не работает первая ступень, когда $Z_3 > Z_{с.з.}^I$. Селективность без КЗ и при внешних КЗ обеспечивается выбором времени срабатывания $t_{с.з.}^{II}$ и сопротивления срабатывания $Z_{с.з.}^{II}$.

Для обеспечения селективности протяженность и выдержку времени второй зоны отстраивают от быстродействующих защит трансформаторов и линий, отходящих от шин противоположной подстанции.

При выбранном значении $t_{с.з.}^{II}$ протяженность второй зоны не должна выходить за пределы зон быстродействующих защит линий и трансформаторов, питающихся от подстанции *Б*.

Сопротивление $Z_{с.з.}^{II}$ срабатывания второй ступени должно быть выбрано меньше, чем сопротивление Z_3 при КЗ в конце зоны, защищаемой первой ступенью защиты предыдущего элемента, определяемой $Z_{с.з.}^I$, или при КЗ за трансформатором в режиме, когда его сопротивление минимально ($Z_T = Z_{T.min}$).

Первичное сопротивление Z_3 на входе ИО сопротивления второй ступени при КЗ в указанных точках определяется как

$$Z_3 = Z_{л1} + Z_{с.з.3}^I / k_{ток1},$$

$$Z_3 = Z_{л1} + Z_{T.min} / k_{ток2},$$

где $k_{ток1} = I_{л1} / I_{л2}$, $k_{ток2} = I_{л1} / I_T$ – коэффициенты токораспределения при КЗ на *W2* и за трансформатором *T*.

С учетом возможного сокращения первой зоны защиты на Δz вторая зона защиты должна быть отстроена аналогично тому, как отстраивалась первая зона защиты от конца линии:

$$Z_{с.з.1}^{II} \leq k_{отс} \cdot Z_{л1} + k_{отс} \cdot Z_{с.з.3}^I / k_{ток1},$$

$$Z_{с.з.1}^{II} \leq k_{отс} \cdot Z_{л1} + Z_{T.min} / k_{ток2},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент, учитывающий сокращение z_3 на Δz , принимается равным 0,85-0,9. Принимается меньшее значение $Z_{с.з.}^{II}$.

Выбранное значение сопротивления $Z_{с.з.}^{II}$ проверяется по условию надежного действия (чувствительности) при КЗ на шинах подстанции *В*. Согласно [1]:

$$k_{ч} = \frac{Z_{с.з.}^{II}}{Z_{л1}} \geq 1,25.$$

Для линий сопротивлением 5-20 Ом следует стремиться, чтобы $k_{ч} = 1,5 \div 2$, т.к. при малом $k_{ч}$ защиты на линиях с небольшим сопротивлением могут отказывать при КЗ через сопротивление дуги.

Если вторая зона ненадежно охватывает защищаемую линию, т.е. $k_{ч} < 1,25$, то ее можно отстраивать не от первой, а от конца второй зоны защиты *В*. При этом время действия второй зоны защиты *А* должно

отстраиваться от времени второй зоны защиты B : $t_{с.з.1}^{II} = t_{с.з.3}^{II} + \Delta t$, а величина $Z_{с.з.}^{II}$ должна выбираться по выражению определения сопротивления при наличии нескольких источников питания.

Третья зона защиты. Третья зона защиты выполняет в основном функции резервирования. Селективность без КЗ обеспечивается сопротивлением срабатывания, а при внешних КЗ – выдержкой времени. Выбор выдержек времени, как и для токовых направленных защит, осуществляется по встречно-ступенчатому принципу.

Выбор сопротивления срабатывания производится с учетом двух условий:

1) Для исключения срабатывания ИО сопротивления в нагрузочных режимах его сопротивление срабатывания должно быть меньше минимального рабочего сопротивления при $\varphi_p = \varphi_{раб}$:

$$Z_{с.з.}^{III} < Z_{раб. \min}.$$

2) ИО третьей ступени, сработавший при КЗ на смежном участке, должен вернуться в исходное положение после отключения КЗ выключателем поврежденного участка. Диаграмма изменения сопротивления в этих режимах для защиты 1 приведена на рис. 4.11.

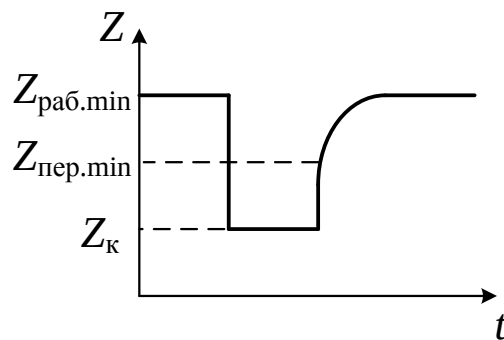


Рис. 4.11. Изменение Z_3 при КЗ

При возникновении КЗ на W_2 сопротивление на входе ИО сопротивления снижается от значения $Z_{раб.min}$ до значения $Z_к$, а после отключения выключателя 3 возрастает до $Z_{пер.min}$ – переходного сопротивления, обусловленного пониженным напряжением при появлении токов самозапуска электродвигателей и определяемого как $Z_{пер.min} = Z_{раб.min}/k_3$, где k_3 – коэффициент запуска, больший единицы.

Для возврата ИО сопротивления в исходное положение его сопротивление возврата $Z_{в.з.}$ при $\varphi_p = \varphi_{раб}$ должно быть меньше переходного сопротивления $Z_{в.з.} < Z_{пер.мин}$:

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{Z_{раб.мин}}{k_{отс} \cdot k_3 \cdot k_B}.$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени проверяется при КЗ в конце своего участка (работа защиты как основной):

$$k_{ч} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_{л1}} \geq 1,5$$

и в конце зоны резервирования – в конце линии W2 и за трансформатором T

$$k_{ч} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_{31}} \geq 1,2,$$

$$Z_{31} = Z_{л1} + Z_{л2}/k_{ток1min}, \quad Z_{31} = Z_{л1} + Z_T/k_{ток2max}.$$

Наименьшее значение $Z_{раб.мин}$ имеет место при максимальном токе нагрузки в фазе $I_{раб.мах}$ и пониженном уровне рабочего напряжения $U_{раб.мин}$, обычно принимаемого на 5-10 % меньше номинального:

$$Z_{раб.мин} = \frac{U_{раб.мин}}{\sqrt{3} \cdot k_3 \cdot I_{раб.мин}}.$$

Под $U_{раб.мин}$ подразумевается линейное напряжение.

4.10. ПОВЕДЕНИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ ПРИ КАЧАНИЯХ И АСИНХРОННЫХ РЕЖИМАХ

Качания возникают при нарушении синхронной работы генераторов электрической системы. Качания сопровождаются возрастанием тока и снижением напряжения в сети, на эти изменения тока и напряжения защиты реагируют так же, как и на симметричное КЗ.

Рассмотрим простейшую электрическую систему, состоящую из двух генераторов: G_A и G_B , связанных между собой ЛЭП (рис. 4.12, а). В нормальных условиях угловые скорости ω_A и ω_B , с которыми вращаются векторы ЭДС E_A и E_B , одинаковы. При нарушении синхронизма скорости вращения роторов генераторов G_A и G_B , а также скорость вращения векторов их ЭДС становятся различными.

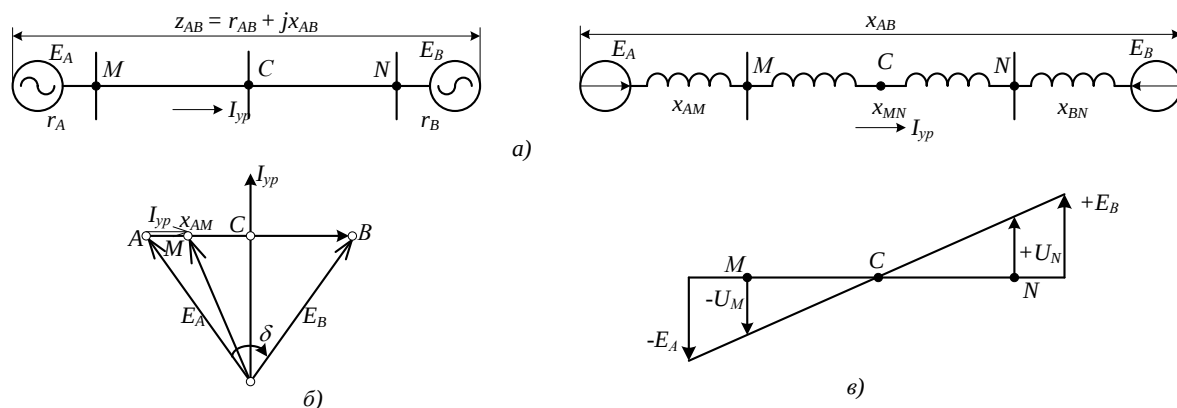


Рис. 4.12. Векторные диаграммы токов и напряжений при качаниях:
 а) – простейшая электрическая система и ее схема замещения; б) – векторная диаграмма при различных значениях угла; в) – распределение напряжения в системе при $\delta = 180^\circ$

В результате этого вектор E_A (рис. 4.12, б) будет вращаться относительно вектора E_B с угловой скоростью скольжения $\omega_s = \omega_A - \omega_B$, а разница ЭДС $\Delta E = \dot{E}_A - \dot{E}_B$ будет менять свою величину в зависимости от угла δ .

Полагая, что по величине $|\dot{E}_A| = |\dot{E}_B| = |\dot{E}|$ из векторной диаграммы, изображенной на рис. 4.12, б, находим:

$$\Delta E = 2E \cdot \sin \frac{\delta}{2},$$

где δ – функция времени и скольжения ω_s .

При $\omega_s = \text{const}$ угол $\delta = \omega_s \cdot t$. С учетом этого

$$\Delta E = 2E \cdot \sin \frac{\omega_s t}{2}.$$

Полученное выражение показывает, что действующее значение ΔE принимает максимальное значение при $\delta = 180^\circ$, а минимальный – при $\delta = 0$.

Под влиянием ЭДС ΔE в сети, соединяющей генераторы G_A и G_B , появляется уравнивающий ток (ток качания) I_{yp} :

$$I_{yp} = \frac{\Delta E}{Z_{AB}} = \frac{2E}{Z_{AB}} \cdot \sin \frac{\delta}{2}.$$

Действующее значение уравнивающего тока I_{yp} меняется с такой же периодичностью, как и ΔE . Характер изменения I_{yp} по времени показан на рис. 4.13, а. Максимальное значение I_{yp} достигается при $\delta = 180^\circ$, а при $\delta = 0$ ток I_{yp} снижается до нуля.

Однако в действительности при $\delta = 0$ ток $I_{ур}$ будет отличен от нуля, т.к. обычно $\dot{E}_A \neq \dot{E}_B$.

Напряжение в какой-либо т. M сети при качаниях (рис. 4.8, a) равно: $U_M = \dot{E}_A - I_{ур} \cdot x_{AM}$, где $I_{ур} \cdot x_{AM}$ – падение напряжения на участке AM .

Вектор падения напряжения $I_{ур} \cdot x_{AM}$ совпадает по фазе с вектором ΔE (вектор AB на рис. 4.12, b) и составляет его часть. В каждый момент времени (при каждом значении угла δ) действующее напряжение в различных точках сети будет различным. Наименьшее значение оно имеет в т. C , в которой вектор напряжения U_C перпендикулярен вектору ΔE . Эта точка называется *электрическим центром системы* или *электрическим центром качаний*. Она находится в середине сопротивления Z_{AB} при условии, что ЭДС $|\dot{E}_A| = |\dot{E}_B|$, а сопротивление на всех участках сети однородно (при вычислении Z_{AB} для определения электрического центра, а также токов и напряжения при качаниях сопротивления генераторов замещаются сверхпереходным сопротивлением x_d''). По мере удаления (вправо и влево) от электрического центра системы (т. C) напряжение U_M нарастает.

С изменением угла δ изменяются и напряжения во всех точках сети. При $\delta = 0$ напряжение во всех точках сети одинаково и имеет максимальное значение $U_{\max} = E$. С увеличением δ напряжение в сети снижается, имея наименьшую величину в электрическом центре (в т. C). При $\delta = 180^\circ$ напряжение в электрическом центре системы падает до нуля, в остальных же точках системы оно равно $U_M = I_{ур} \cdot Z_{CM}$ (рис. 4.12, b).

На рис. 4.13, b показан характер изменения напряжения в т. M и C сети в функции угла δ . Кривые изменения сопротивления для тех же точек сети приведены на рис. 4.13, a .

Как видно из рис. 4.13 особенно неблагоприятные условия для защит, реагирующих на U и Z , возникают в электрическом центре качаний и в близлежащих от него точках из-за резкого понижения напряжения на этом участке сети.

Период качаний $T_{\text{кач}}$ зависит от степени расхождения скоростей синхронных генераторов. Чем больше разница $\omega_A - \omega_B$, тем меньше период качаний $T_{\text{кач}}$.

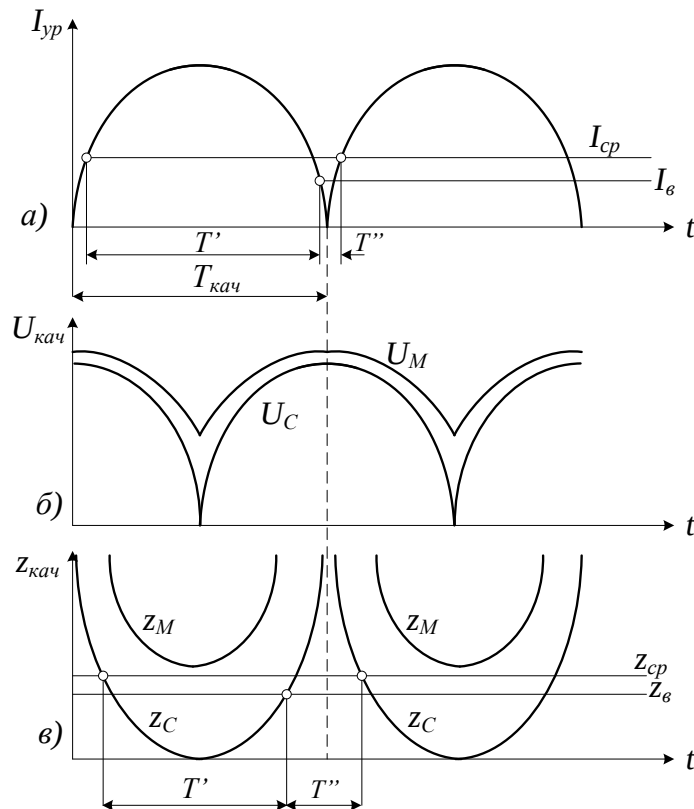


Рис. 4.13. Характер изменения электрических величин на зажимах реле при качаниях:

а) – тока; б) – напряжения; в) – сопротивления

Защиты, действующие мгновенно, могут сработать при любом значении периода качаний при условии, что у токовых реле $I_{cp} < I_{кач. max}$ у реле напряжения и сопротивления U_{cp} и Z_{cp} соответственно больше, чем $U_{кач. min}$ и $Z_{кач. min}$. Защиты, имеющие выдержку времени, действуют при качаниях только при условии, что период качаний превышает время работы защиты. Однако, защиты с выдержкой времени могут подействовать и при очень малых периодах качаний, если время возврата реле t_B оказывается больше времени T'' (рис. 4.13, а). В этом случае реле не успевает вернуться за время спада качаний и, удерживаясь в сработавшем состоянии, может подействовать через несколько циклов качаний, когда истечет время его действия. При качаниях в системе продолжительность периода качаний не остается постоянной. В связи с появившимся возмущением скорость вращения ротора машины начинает изменяться: например, увеличиваясь, она достигает некоторого предела, после чего начинает убывать и затем снова повышается, колеблясь вокруг значения синхронной скорости. Соответственно, меняется и период качаний.

Различают два случая качаний: *синхронные* и *асинхронные*. В первом случае появившееся нарушение синхронной работы не сопровождается

нарушением устойчивости генераторов. При этом разница электрических скоростей генераторов $\omega_s = \omega_A - \omega_B$, быстро уменьшается, приближаясь к нулю, а угол δ в процессе качаний не достигает 180° .

Во втором случае происходит нарушение устойчивой работы генераторов. Роторы вышедших из синхронизма машин и их ЭДС провертываются относительно друг друга, а угол δ превосходит 180° . Для таких качаний характерны нарастание скольжения ω_s и уменьшение периода $T_{\text{кач}}$. При определенных условиях и в этом случае генераторы могут втянуться в синхронизм. Однако этот процесс имеет достаточно длительный характер. Поэтому в таких условиях необходимо принять меры, вручную и автоматически способствующие быстрому восстановлению синхронизма.

Работа дистанционных защит прежде всего зависит от поведения реле сопротивления. При углах δ , близких к 180° , у электрического центра системы Z_p , как и напряжение U_p , оказывается равным нулю. Реле сопротивления срабатывает при $Z_p \leq Z_{\text{с.р}}$. Из рис. 4.13, в можно сделать вывод, что при качаниях срабатывает только защита подстанции С. С увеличением Z_p и уменьшением времен срабатывания ступеней защит возможность ложных действий возрастает. Последние (третьи ступени) защиты обычно имеют $t^{\text{III}} = 2 \text{ с}$, и их ложные действия при качаниях и асинхронных режимах маловероятны. Наиболее вероятно ложное действие при качаниях первых ступеней, имеющих $t^{\text{I}} < 0,1 \div 0,15 \text{ с}$. Однако и вторые ступени, часто имеющие $t^{\text{II}} \approx 0,5 \text{ с}$, также могут срабатывать ложно.

Более сложными являются соотношения при наложении качаний на КЗ. Анализ показывает, что и в этих условиях также возможны излишние действия защиты и их отказы. Поэтому на практике дистанционные защиты систем с несколькими источниками питания обычно снабжаются специальными устройствами, имеющими назначение предотвращать их ложные и излишние срабатывания при сильных качаниях и асинхронных режимах и называемыми *блокировками при качаниях*.

4.11. БЛОКИРОВКИ ПРИ КАЧАНИЯХ

Блокировки при качаниях (БК) предназначены для предотвращения ложных и излишних срабатываний защиты. Их алгоритмы должны учитывать следующие требования: запрещать защите срабатывать при качаниях без КЗ и при внешних КЗ (если там работают свои защиты); при КЗ на защищаемом участке должна быть обеспечена возможность срабатывания защиты как при ее отсутствии, так и при возникновении качаний.

Блокировки при качаниях должны различать режимы КЗ и без качаний:

- возникновение КЗ в системе характеризуется появлением (хотя бы кратковременным) несимметрии, качания же являются симметричным режимом;

- при возникновении КЗ и при качаниях скорость изменения действующих значений электрических величин различна: малые промежутки времени приращения электрических величин при КЗ значительно больше, чем при качаниях.

В измерительном органе БК реализуется алгоритм, основанный на одном из этих признаков. По типу измерительных органов принято различать две группы блокировок.

Группа блокировок, использующая первый признак, вводит в работу нормально выведенную защиту по факту появления несимметрии. Защита вводится в работу на время t_b , достаточное для действия ее ступеней, после чего выводится. Последующий ввод защиты может произойти либо сразу после исчезновения несимметрии, либо через заданное время готовности блокировки t_r к последующему выполнению своих функций (ввод защиты). Достоинством первого является малое время, в течение которого защита выведена из работы. Однако несимметрия может возникнуть вновь при отключении внешнего $K^{(3)}$, а также при неуспешном АПВ (включение на устойчивое КЗ) на смежном участке при уже развивавшихся качаниях, что может привести к излишнему срабатыванию защиты. Вывод защиты на заданное время t_r , определяемое максимальными выдержками времени защит сети с учетом неуспешных АПВ, исключает указанный недостаток, но такой длительный вывод из работы может быть недопустимым, только если на элементе имеется другая защита, не реагирующая на качания.

Защита может оказаться введенной при качаниях, если несимметрия возникла при внешнем КЗ, сопровождающимся развивающимися качаниями, либо качания возникли раньше, например, при медленном отключении внешних КЗ. Если защиту ввести на малое время, необходимое лишь на действия первой ступени, то в первом случае это исключит ложное срабатывание, т.к. векторы ЭДС систем при возникновении качаний не успевают разойтись на значительный угол, а, следовательно, и не будет достаточного снижения Z_p на входе измерительного органа (ИО) сопротивления. Во втором случае быстродействующие системы могут сработать ложно при качаниях, т.к. сопротивление Z_p уже может оказаться меньше Z_{cp} . Если уменьшить время t_b до необходимого для срабатывания первой ступени, будет исключена

возможность срабатывания второй ступени, и КЗ на защищаемом элементе может отключаться с большим временем третьей ступени, которая отстроена от качаний по времени.

Для исключения этого недостатка вторая ступень не выводится из работы, если в момент появления несимметрии срабатывает ИО сопротивления второй ступени. Совпадение этих двух факторов идентифицируется как возникновение КЗ в зоне второй ступени, и она остается введенной на время, достаточное для ее срабатывания.

В блокировках этой группы в качестве измерительных органов используются максимальные органы напряжения (или тока) обратной последовательности, сопряженные с соответствующим фильтром обратной последовательности. Напряжение обратной последовательности появляется на выходе фильтра при включении на закороченные три фазы за счет неоднородного замыкания фаз выключателя, а при $K^{(3)}$ – за счет переходных процессов в фильтре. Параметры срабатывания этих ИО сопротивления отстраиваются от напряжения или тока небаланса фильтров и составляющих обратной последовательности, обусловленных несимметрией нагрузки.

Напряжение небаланса на выходе фильтра напряжения обратной последовательности определяется в максимальном нагрузочном режиме, а ток небаланса фильтра – током обратной последовательности при качаниях. Чувствительность этих ИО может оказаться недостаточной на длинных линиях (в месте установки защиты малы I_2 и U_2), а также из-за повышенной несимметрии в нагрузочном режиме.

Напряжение U_{2III} (рис. 4.14), подводимое к защите, определяется падением напряжения от тока I_2 в сопротивлении Z_{2c} обратной последовательности до нейтральной точки системы $U_{2III} = -I_2 \cdot Z_{2c}$ (знак минус учитывает разные положительные направления U_2 и I_2) и может оказаться недостаточным для получения требуемого $k_{\text{ч}}$. Для повышения его значения в качестве воздействующей величины ИО напряжения используется напряжение компенсации U'_2 , равное падению напряжения в сопротивлениях системы Z_{2c} и компенсации Z_k : $U'_2 = I_2 \cdot (Z_{2c} + Z_k)$. Обычно сопротивление $Z_k = 0,5 \cdot Z_{\text{Л}}$, и тогда модуль напряжения $U'_2 = U_{2III} - 0,5 \cdot Z_{\text{Л}}$ больше U_{2III} .

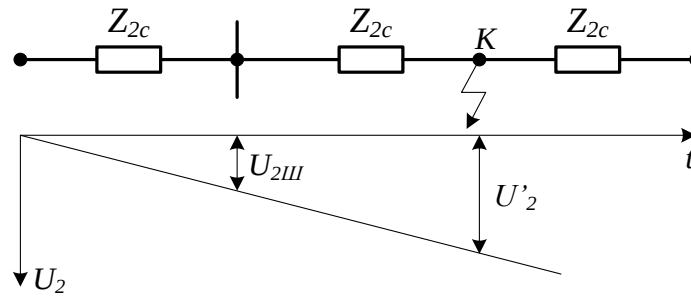


Рис. 4.14. К определению напряжения компенсации

Для повышения чувствительности ИО тока используется сумма выпрямленных токов обратной и нулевой последовательности $|I_2| + k|I_0|$, а также торможение от фазного тока (последнее снижает ток небаланса при качаниях и $K^{(3)}$).

В схемах БК используется дополнительный ИО, срабатывающий при $K^{(3)}$, в качестве которого может использоваться минимальный ИО напряжения, включенный на одно из междуфазных напряжений. Однако он может срабатывать и при качаниях, поэтому его работа контролируется ИО, определяющим несимметрию. Основное его назначение – фиксировать неотключившееся внешнее $K^{(3)}$, при котором не следует вводить БК.

Недостатками ИО рассмотренной группы блокировок являются: слабая чувствительность, особенно при значительной несимметрии нагрузки, возможность отказов в действии при симметричных КЗ из-за малых значений (или длительности) величин обратной последовательности; возможность отказа защиты при быстро следующих друг за другом КЗ; вероятность излишнего срабатывания при возникновении КЗ и вводе защиты на фоне уже развившихся качаний.

Группа БК, использующая второй признак, может держать защиту нормально введенной в работу. Скорость изменения действующих значений электрических величин может быть определена, например, при помощи двух измерительных органов сопротивления (ИОС1, ИОС2) разной чувствительности. Измерительные органы сопротивления с $Z_{ср1}$ и $Z_{ср2}$ при КЗ (рис. 4.15, а) срабатывают одновременно вследствие мгновенного изменения Z_p от $Z_{раб}$ до Z_k . При качаниях (рис. 4.15, б) между моментами времени срабатывания этих ИО сопротивлений проходит время Δt , что идентифицируется как появление качания. Защита при этом выводится из работы.

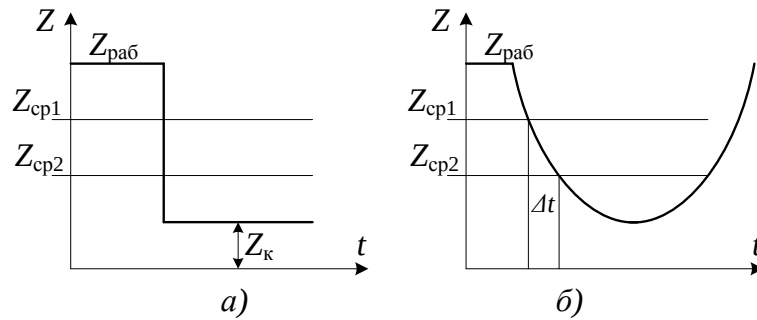


Рис. 4.15. Изменение Z_p при КЗ (а) и при качаниях (б)

При $Z_p \leq Z_{\text{ср1}}$ срабатывает ИО сопротивления, пускается реле времени, набирающий заданное время Δt . Если второй ИО сопротивления срабатывает (при $Z_p \leq Z_{\text{ср2}}$) ранее заданного Δt , защита остается введенной в работу. В противном случае защита выводится.

Сопротивление $Z_{\text{ср1}}$ отстраивается от сопротивления $Z_{\text{рабmin}}$ нагрузочного режима: $Z_{\text{ср2}}$ должен быть в 1,5–2 раза меньше, обеспечивая при этом достаточную чувствительность при КЗ в конце ступени, контролируемой блокировкой от качаний. Это может ограничить использование приведенной схемы.

Во вновь разработанных отечественных дистанционных защитах применяются блокировки, ИО которых различают КЗ и качания косвенно по скорости изменения электрических величин, а в логической части в основном используют принципы рассмотренных выше блокировок первой группы. ИО реагируют на аварийные слагающие обратной и прямой последовательностей. Скорость изменения векторов этих последовательностей при КЗ существенно превышает их скорость изменения в нагрузочных режимах и при качаниях. ИО, реагирующие на приращение вектора обратной последовательности, не требуется отстраивать от несимметрии нагрузочного режима, а также от установившихся небалансов, т.к. на них они не реагируют. Эти ИО более чувствительны.

Использование аварийных слагающих прямой последовательности повышает чувствительность к симметричным КЗ.

Для выделения аварийных слагающих, например, обратной последовательности, выходной сигнал фильтра тока обратной последовательности (ФТОП) подается на инерционный элемент (ИЭ) (рис. 4.16). Сигнал с выхода ИЭ инвертируется и суммируется с выходным сигналом ФТОП. Параметры схемы подбираются так, чтобы в установившемся режиме на выходе сумматора сигнал был близок к нулю ($e_1 + e_2 \approx 0$). При КЗ, характеризуемом скачкообразным изменением

вектора I_2 , сигнал на выходе ИЭ устанавливается с задержкой, определяемой его постоянной времени. Поэтому до окончания переходного процесса в ИЭ на выходе сумматора появляется сигнал $e_1 + e_2 \neq 0$, что и обеспечивает срабатывание ИО.

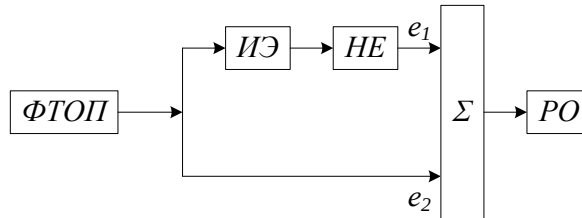


Рис. 4.16. Структурная схема выделения аварийной слагающей тока обратной последовательности

Медленно изменяющиеся токи при качаниях не вызывают переходных процессов в ИЭ, поэтому сигнал на выходе сумматора остается близким к нулю.

4.12. БЛОКИРОВКИ ПРИ НЕИСПРАВНОСТЯХ ЦЕПЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ

В цепях измерительных ТН возможны неисправности, при которых исчезает напряжение, подводимое к защите: обрывы цепей, их замыкание, срабатывание автоматов или перегорание предохранителей, ошибки персонала.

При неисправностях могут отказывать одни ИО и ложно срабатывать другие. Для обнаружения этих неисправностей используются блокировки при неисправностях в цепях напряжения (БН). При обнаружении неисправности БН либо выводит защиту из действия (если она может ложно сработать на отключение), либо действует на сигнал. К БН предъявляются требования: срабатывать при любой неисправности во вторичных цепях TV, не срабатывать при КЗ в первичных цепях, обладать быстродействием (большим, чем защита), если требуется выводить защиту.

Широко используются БН, сравнивающие напряжение вторичных обмоток TV, соединенных в звезду и в разомкнутый треугольник (рис. 4.17, а, б). Сравнение этих напряжений (токов) позволяет различить повреждения во вторичных и первичных цепях TV. Схема БН (рис. 4.17, в) состоит из промежуточного трансформатора TL с тремя первичными обмотками w_1 , w_2 , w_3 , вторичной обмоткой w_4 , резисторов R1-R5 и реагирующего органа РО, включенного на выход выпрямителя VD.

Резисторы $R1-R3$ подключены к обмоткам TV , соединенным в звезду. Выбирая, например, $R1$ (фаза A) несколько меньшим (или большим), чем $R2 = R3$, получаем в обмотке w_1 , включенной на сумму токов этих резисторов, ток $I_1 \neq 0$ в нормальном режиме. Обмотка w_3 через резистор $R5$ включена на ток этой же фазы обмотки TV , соединенной в разомкнутый треугольник, поэтому токи I_1 и I_3 совпадают по фазе (рис. 4.17, $з$). Число витков встречно включенных обмоток w_1 и w_3 , значения сопротивлений $R1$ и $R5$ подбираются так, чтобы МДС этих обмоток были равны, т.е. компенсировали друг друга. При повреждениях в первичной сети, не связанных с замыканиями на землю ($U_0 = 0$), компенсация сохраняется, т.к. напряжения на вторичных обмотках TV , соединенных в звезду и в разомкнутый треугольник, изменяются пропорционально.

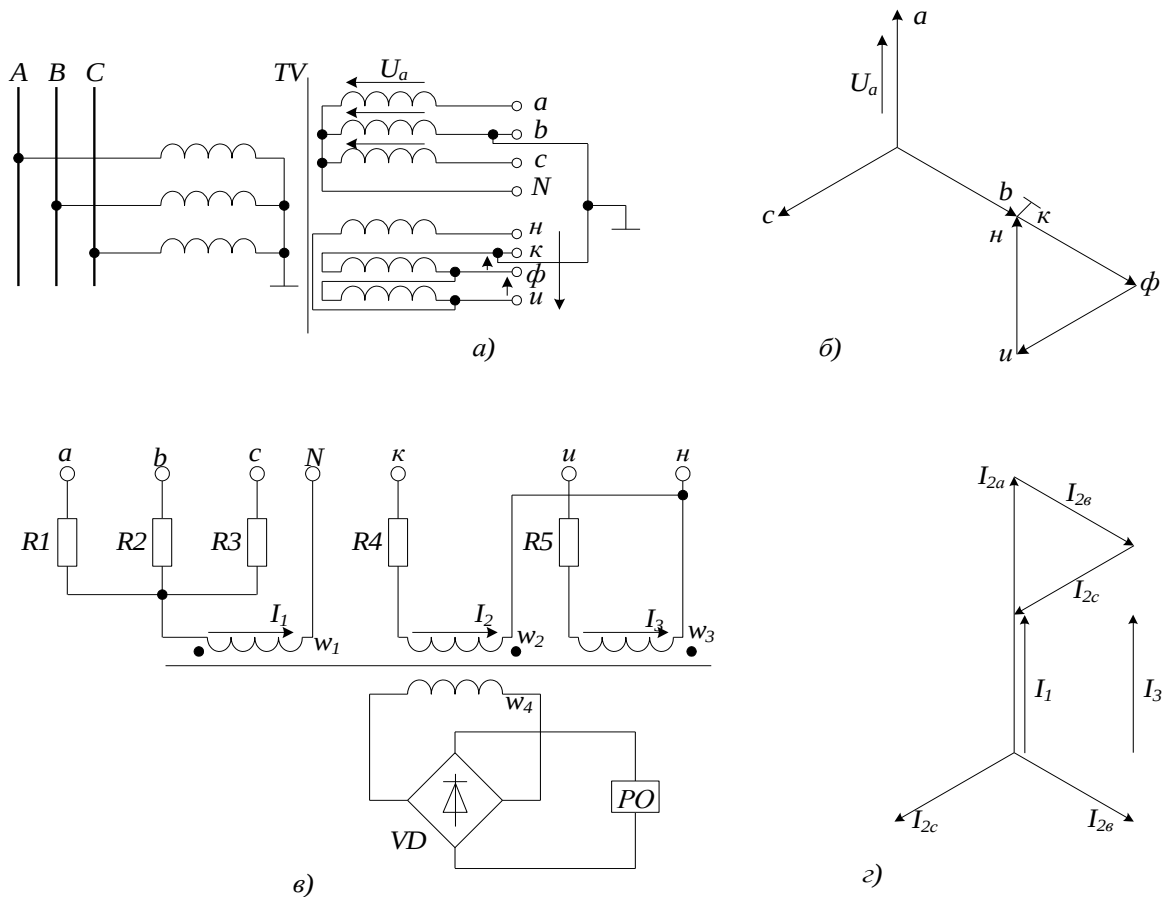


Рис. 4.17. Схема блокировки защиты при нарушениях цепи напряжения

При КЗ на землю в первичной сети ($U_0 \neq 0$) нарушается компенсация, т.к. не одинаково изменяются напряжения на обмотках TV , соединенных в звезду и треугольник. Компенсация в этом случае восстанавливается за

счет МДС, создаваемой током I_2 в обмотке w_2 , включенной на выход разомкнутого треугольника $TV(3U_0)$.

При повреждениях во вторичных цепях: обрывах, отключения цепей звезды или треугольника, КЗ в этих цепях – нарушается компенсация; при этом появляется напряжение U_0 и изменяются токи в w_1 и w_3 , либо исчезает напряжение на одной из этих обмоток.

4.13. КРАТКИЕ ВЫВОДЫ

Выполнение защит на дистанционном принципе имеет ряд существенных преимуществ, способствовавших широкому применению этих защит в электрических сетях:

Главными достоинствами дистанционного принципа являются:

- селективность действия в сетях любой конфигурации с любым числом источников питания;
- малые выдержки времени в начале защищаемого участка, которые обеспечиваются первой зоной, охватывающей до 85–90 % защищаемой линии, что необходимо по условиям устойчивости, требующим быстрого отключения повреждений вблизи шин электростанции и мощных узловых подстанций;
- значительно большая чувствительность при КЗ и лучшая отстройка от нагрузки и качаний по сравнению с токовыми максимальными защитами.

Недостатки дистанционных защит:

- сложность защиты как в части схемы, так и в части входящих в ее состав реле. Дистанционные защиты с электромеханическими реле являются самыми многорелейными и многоконтактными защитами;
- невозможность обеспечения мгновенного отключения КЗ в пределах всей защищаемой линии. Поэтому они не могут служить основными защитами на тех участках сети, где необходимо выполнение этого требования;
- реагируют на качания и нагрузку. Необходимость отстройки от последней существенно ограничивает чувствительность защиты и понижает ее эффективность в качестве резервной защиты смежных участков, а возможность действия при качаниях вынуждает усложнять защиту применением блокировки;
- возможность ложной работы при неисправностях в цепях напряжения, что уменьшает их надежность и вызывает необходимость применения соответствующей блокировки.

Несмотря на отмеченные недостатки, дистанционная защита является наиболее совершенной резервной защитой от междуфазных КЗ и достаточно быстродействующей защитой для сетей напряжением 35 кВ и

выше, где она используется и в качестве основной защиты на линиях средней и большой длины.

В качестве резервной дистанционные защиты применяются в тех случаях, когда основными являются продольные быстродействующие защиты с абсолютной селективностью (обычно сети напряжением 220 кВ и выше).

В рядах зарубежных стран (например, Германии и США) дистанционная защита реагирует на междуфазные и однофазные короткие замыкания в сетях как с заземленной, так и с изолированной (компенсированной) нейтралью. Кроме того, защита оснащается каналами связи для увеличения быстродействия.

ЧАСТЬ 5

ВЫСОКОЧАСТОТНЫЕ ЗАЩИТЫ

5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ АБСОЛЮТНО СЕЛЕКТИВНЫХ И ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ ЗАЩИТ

Работа абсолютно селективных защит, достоверно различающих КЗ в защищаемом элементе и вне его и обеспечивающих возможность отключения КЗ без выдержки времени, основаны на одновременном использовании информации о значениях электрических величин во всех присоединениях защищаемого элемента. Поэтому абсолютно селективные защиты, в отличие от относительно селективных, например ступенчатых, в общем случае требуют применения специальных каналов связи. В качестве каналов связи используются проводные, высокочастотные и радиоканалы. Возможно использование волоконно-оптических линий связи.

Проводные каналы состоят из жил кабеля с изоляцией до 1000 В. Информация по таким каналам передается на промышленной или тональной частоте, реже на постоянном токе. Для продольной защиты линий вдоль трассы в земле прокладывается специальный кабель, жилы которого используются и для цепей телемеханики и специальной связи. Недостатком таких проводных каналов является высокая стоимость прокладки кабеля, а также возможность повреждения его на неохраемой территории подстанции. Поэтому для защит применение проводных каналов ограничивается небольшой длиной линии, приблизительно до 20 км. Для защит линий в пределах подстанций, защит генераторов, трансформаторов, двигателей и шин применяются проводные каналы с жилами контрольных кабелей. В этих случаях длина вспомогательных проводов не превышает нескольких сот метров, провода находятся в пределах подстанции (станции).

Высокочастотные (ВЧ) каналы функционируют по проводам защищаемой линии, для чего производится ВЧ обработка линий. Обычно обработке подвергается одна фаза и ВЧ сигналы передаются по схеме фаза-земля.

Для релейной защиты используются ВЧ каналы, работающие на частотах 40–500 кГц.

ВЧ канал (рис. 5.1) содержит следующие элементы: провода фазы защищаемой линии, заградители (ВЗ), конденсаторы связи (КС), фильтры присоединения (ФП), ВЧ кабели и приемопередатчики.

ВЗ включены последовательно в провод фазы защищаемой линии и состоят из реактора и конденсатора, настроенных в резонанс на рабочую

частоту, и представляют для нее большое сопротивление. Поэтому ВЧ сигналы не распространяются на соседние участки и могут циркулировать лишь между заградителями двух сторон линий. Заградители препятствуют распространению ВЧ сигналов на соседние участки, исключая тем самым возникновение помех на этих участках.

Высоковольтный КС изолирует ВЧ аппаратуру от высоковольтной линии и создает путь токам высокой частоты, для которых представляет малое сопротивление, а также препятствует токам промышленной частоты, для которых представляет большое сопротивление.

ФП, состоящий из воздушного трансформатора и конденсатора, согласует волновое сопротивление ВЧ кабеля и входное сопротивление линии, что исключает потери энергии на отраженные волны. Заземление обмотки трансформатора создает путь токам промышленной частоты, исключая их попадание в приемопередатчики. ФП вместе с КС образует полосовой фильтр, пропускающий определенную полосу частот.

ВЧ кабель соединяет приемопередатчик с ФП.

Приемопередатчик состоит из передатчика – генератора ГВЧ и приемника ПВЧ. С каждой стороны линии приемопередатчика настроены на одну и ту же частоту. Поэтому ПВЧ принимают сигналы своего ГВЧ и установленного на противоположном участке.

На ВЧ канал большое влияние оказывают помехи, обусловленные высоким напряжением линии – коронирование проводов, операции с коммутационными аппаратами, соседние ВЧ каналы. Влияние помех снижает порог чувствительности ПВЧ.

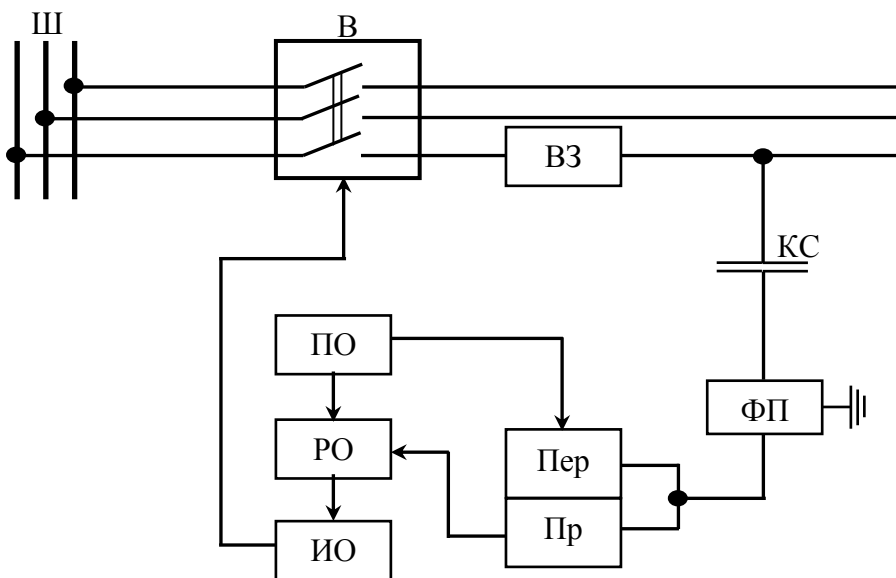


Рис. 5.1. Структурная схема полуконспекта ВЧ защиты

Структурная схема ВЧ защиты на одном из концов защищаемой линии показана на рис. 5.1. Схема содержит пусковой орган ПО, реагирующий орган РО, исполнительный орган ИО и приемопередающую аппаратуру канала ВЧ связи.

ПО фиксирует повреждение. ПО подготавливает цепь отключения выключателя и при определенных условиях запускает передатчик канала ВЧ связи. РО на основании обработки результатов измерений токов и напряжений на данном конце и информации, принятой по каналу связи с противоположного конца линии, устанавливает наличие или отсутствие повреждения на защищаемой линии. В первом случае РО подает сигнал на ИО, который воздействует на цепь отключения выключателя.

Радиоканалы работают на ультракоротких, дециметровых и сантиметровых волнах ($f = 300\text{--}30000$ МГц). Волны таких частот распространяются вблизи поверхности земли, не огибают ее выпуклостей. Поэтому такие каналы могут использоваться в пределах прямой видимости, т.е. на небольших расстояниях между антеннами – от 40 до 60 км.

Радиоканалы большой протяженности для усиления радиосигналов содержат промежуточные приемопередающие радиостанции. Такие радиоканалы носят название радиорелейных линий.

Радиоканалы имеют преимущества по сравнению с ВЧ каналами: работа их меньше зависит от повреждений на ЛЭП, им доступна более широкая полоса частот. Однако радиоканалы дороги из-за промежуточных трансляторов и в энергетике используются мало.

ВЧ защиты называются защиты, использующие ВЧ каналы. Передатчики пускаются и останавливаются сигналами РЗ, а сигналы с выходов приемников поступают в цепи РЗ и обуславливают выполнение ею заданных функций. Различают два способа использования ВЧ сигналов для РЗ: с разрешающими и блокирующими сигналами.

В России применяют ВЧ защиты, в которых по ВЧ каналу передаются блокирующие сигналы, запрещающие отключение линии при внешнем КЗ. Защита действует на отключение при КЗ на линии, когда блокирующие сигналы не передаются по каналу связи. При отсутствии КЗ сигналы по линии не передаются.

5.2. НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА С ВЧ БЛОКИРОВКОЙ

Направленные и дистанционные защиты с ВЧ блокировкой построены по принципу сравнения направления потоков мощности по концам защищаемой линии.

При внешнем КЗ мощность направлена на одном конце от шин в линию, а на другом – от линии к шинам. Сравнивая направления мощности по концам линии, можно определить, где возникло повреждение: на линии или за ее пределами.

Такое сравнение осуществляется при помощи реле мощности M , которые устанавливаются на обоих концах линии и включаются так, чтобы при КЗ на защищаемой линии они разрешали действие защит на отключение.

Поэтому при КЗ в т. K (рис. 5.2) действуют на отключение только защиты 3 и 4, установленные на поврежденной линии BB . На неповрежденной линии AB реле мощности 1 замыкает свои контакты, разрешая ей действовать на отключение. Однако на приемном конце линии AB реле мощности защиты 2 под влиянием мощности КЗ, направленной к шинам, размыкает свои контакты, чем запрещает действие на отключение своей защиты и одновременно блокирует действие защиты 1 посылкой блокирующего сигнала тока высокой частотой по проводам этой же линии. Блокирующий сигнал посылается специальными генераторами токов высокой частоты ГВЧ (рис. 5.3), управляемыми реле мощности M , и принимается специальными приемниками токов высокой частоты ПВЧ, настроенными на ту же частоту, что и генераторы. Приняв ВЧ сигнал, приемники выпрямляют полученный ток и подают его в обмотку блокирующего реле B , которое размыкает цепь отключения своей защиты, не позволяя ей действовать на отключение.

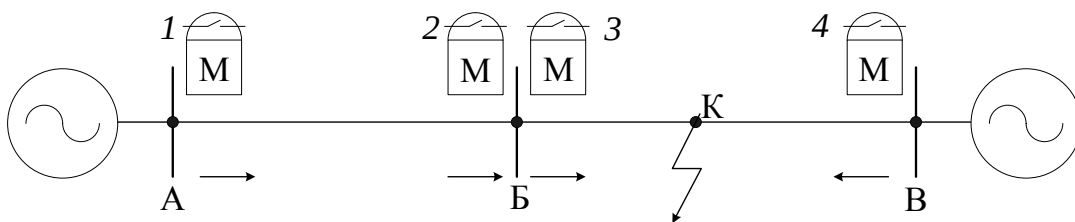


Рис. 5.2. Направление мощности по концам линии при КЗ

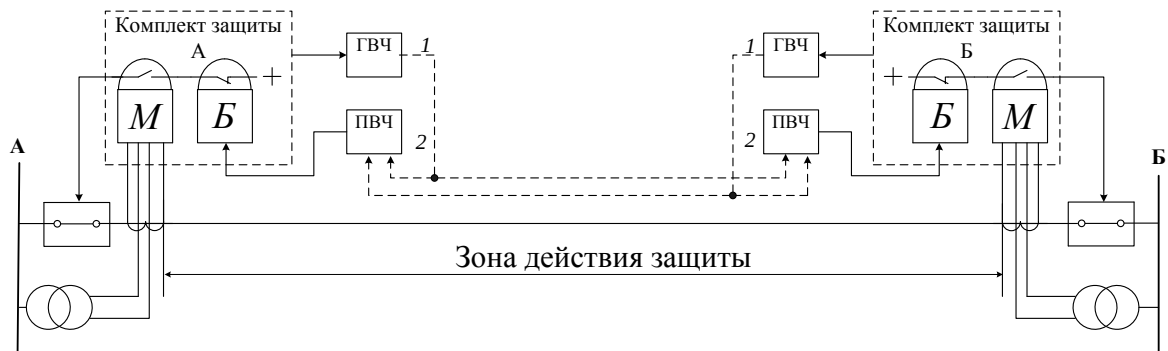


Рис. 5.3. Принцип действия направленной защиты с ВЧ блокировкой

При КЗ на защищаемой линии ВЧ блокирующий сигнал отсутствует, т.к. реле мощности M , срабатывая, не позволяют действовать передатчикам высокой частоты $ПВЧ$. В этом случае контакты блокирующих реле остаются замкнутыми, разрешая реле мощности M действовать на отключение.

Таким образом, ВЧ блокирующий сигнал появляется в линии только при внешних КЗ, обеспечивая селективную работу защиты. Зона действия защиты ограничивается трансформаторами тока (ТТ), питающими реле мощности.

На рассмотренном принципе выполняются защиты, сравнивающие направления мощностей в фазах или мощности нулевой или обратной последовательности. Реле мощности в двух последних случаях включаются через соответствующие фильтры на токи и напряжения нулевой или обратной последовательности.

Упрощенная схема, поясняющая принцип выполнения и действия направленных ВЧ защит, показана на рис. 5.4. Защита состоит из трех основных элементов: пускового органа, органа направления мощности и блокирующего реле B .

ПО выполняется при помощи двух комплектов реле, один из которых (реле Π_2) пускает передатчик ВЧ поста, а второй (реле Π_1) управляет цепью отключения защиты.

Орган направления мощности M осуществляется посредством обычных реле мощности.

Реле мощности замыкает свои контакты при мощности КЗ, направленной от шин в линию, срабатывая, оно останавливает передатчик (при помощи реле $ПР$), подает ток в рабочую обмотку блокирующего реле B и замыкает цепь отключения защиты. При направлении мощности к шинам реле M не действует и разрешает пуск передатчика.

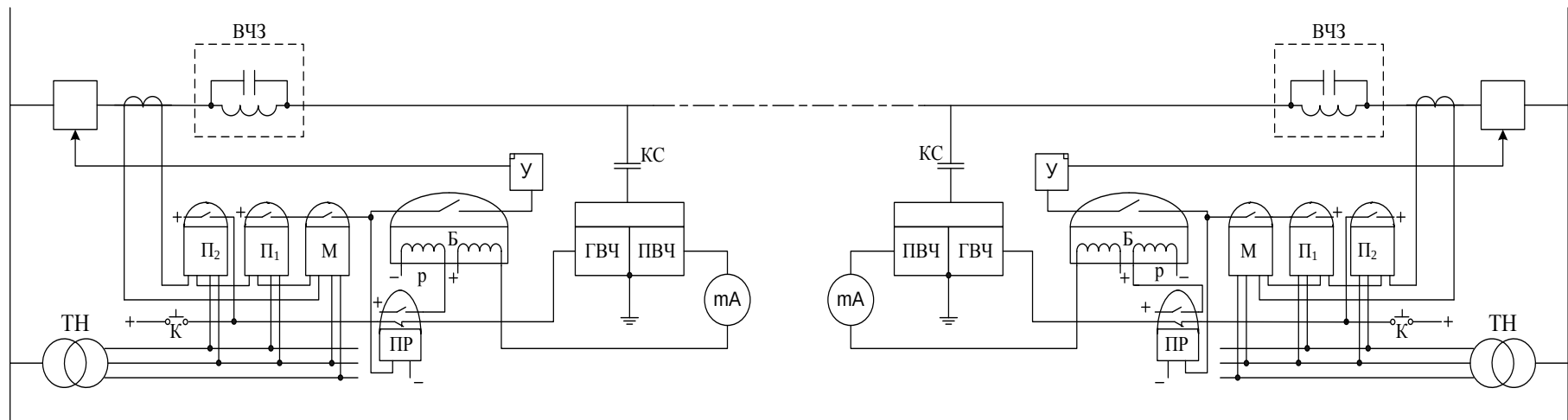


Рис. 5.4. Упрощенная схема направленной защиты с ВЧ блокировкой

Блокирующее реле Б управляется током высокой частоты. При наличии ВЧ сигнала блокирующее реле размыкает цепь отключения, не позволяя защите действовать. В качестве блокирующего реле обычно используется поляризованное реле с двумя обмотками – рабочей и тормозной. Рабочая обмотка получает питание при срабатывании реле мощности и действует на замыкание контактов поляризованного реле. Тормозная обмотка питается выпрямленным током высокой частоты, получаемым из приемника, и действует на размыкание контактов реле. При одновременном питании рабочей и тормозной обмоток реле не действует, т.к. тормозной момент преобладает над рабочим.

При внешнем КЗ на обоих концах линии срабатывают пусковые реле $П_1$ и $П_2$. Они пускают передатчики и подают плюс к контактам реле мощности $М$. На питающем конце линии, где мощность КЗ направлена от шин в линию, реле мощности срабатывает, останавливает передатчик своего комплекта, подает плюс к контактам блокирующего реле $Б$ и ток в его рабочую обмотку, подготавливая, таким образом, защиту к действию. Однако цепь отключения защиты остается разомкнутой контактами блокирующего реле, в тормозную обмотку которого поступает блокирующий ток с противоположного конца линии. На противоположном конце линии мощность КЗ направлена к шинам, поэтому реле мощности на этом конце линии не действует, разрешая реле $П_2$ запустить передатчик, который посылает блокирующий ток высокой частоты. Этот ток, принятый и выпрямленный приемниками обоих постов, поступает в тормозные обмотки блокирующих реле $Б$ и не позволяют им действовать. Таким образом, при внешнем КЗ ВЧ блокирующий сигнал посылается с того конца линии, где контакты реле мощности разомкнуты, что и обеспечивает селективность защиты.

При КЗ в зоне и двустороннем питании места повреждения мощность КЗ на обоих концах линии направлена от шин в линию. В обоих комплектах защиты срабатывают пусковые реле $П_1$ и $П_2$ и реле мощности $М$. Реле мощности размыкают при помощи промежуточного реле ($ПР$) цепь пуска ВЧ поста. Вследствие бездействия обоих передатчиков ток высокой частоты отсутствует, и блокирующие реле срабатывают, разрешая защите произвести отключение линии.

При качаниях, обычно сопровождающихся возрастанием тока и снижением напряжения, пусковые реле тока и сопротивления могут приходить в действие. Поэтому поведение защиты в этих условиях будет зависеть от поведения реле мощности $М$, которое зависит от положения точки электрического центра качаний. Если электрический центр качаний окажется в пределах защищаемой линии, то знаки мощности по ее концам

будут положительными (т.е. направленными от шин в линию). В этом случае защита подействует неправильно и отключит линию. На всех остальных участках сети, где электрический центр расположен вне защищаемой линии, направления мощности по их концам будут различными и защита будет блокироваться, как и в условиях внешних КЗ.

Для предотвращения неправильных отключений применяется специальная блокировка, запрещающая работать защите при качаниях.

Алгоритм наиболее простой блокировки состоит в том, что параметры срабатывания пусковых реле защиты выбираются с таким расчетом, чтобы они не действовали при качаниях. С этой целью у токовых защит ток срабатывания выбирается больше максимального тока качания $I_{сз} > I_{кач}$, а у дистанционных защит $Z_{сз}$ должно быть меньше минимальной величины сопротивления, возможной в данной точке сети при качаниях.

Второй способ – отстройка от качаний при помощи выдержки времени порядка 1–2 сек. Это мероприятие применимо в тех случаях, когда указанное замедление защит допустимо по условиям устойчивости и бесперебойного питания потребителей.

Третий способ – применение блокировок, выводящих защиту из действия при возникновении качаний.

Блокирующие устройства должны удовлетворять двум основным требованиям:

- 1) выводить защиту из действия при качаниях, возникших как в нормальном режиме, так и при КЗ;
- 2) не должны препятствовать работе защиты, если во время качаний на защищаемом ею участке возникает КЗ.

5.3. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО-ФАЗНАЯ ВЧ ЗАЩИТА

Дифференциально-фазная ВЧ защита основана на сравнении фаз тока по концам защищаемой линии.

Считая положительными токи, направленные от шин в линию, находим, что при внешних КЗ в т. K_1 (рис. 5.5, а) токи I_m и I_n по концам защищаемой линии имеют различные знаки и, следовательно, их можно считать сдвинутыми по фазе на 180° . В случае КЗ на защищаемой линии (рис. 5.5, б) токи на ее концах имеют одинаковые знаки и их можно принять совпадающими по фазе, если пренебречь сдвигом векторов ЭДС E_m и E_n по концам ЛЭП.

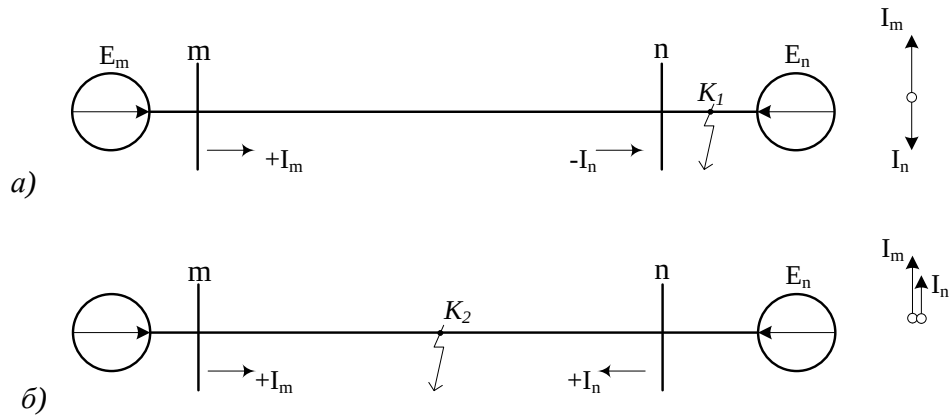


Рис. 5.5. Принцип действия дифференциально-фазной ВЧ защиты

В обычных схемах дифференциальных защит сравнение фаз токов осуществляется в дифференциальных реле (типа ДЗТ) путем непосредственного сравнения токов, проходящих в начале и конце линии. В дифференциально-фазной ВЧ защите сравнение фаз осуществляется косвенным путем посредством токов высокой частоты.

Защита (рис. 5.6) состоит из приемопередатчика, включающего в себя ВЧ генератор *ГВЧ*, приемник *ПВЧ*, реле отключения *РО*, питающегося током приемника и двух пусковых реле *П1* и *П2*, одно из которых пускает *ГВЧ*, а второе контролирует цепь отключения защиты. Токи высокой частоты передаются по каналу, образованному проводом линии высокого напряжения и землей.

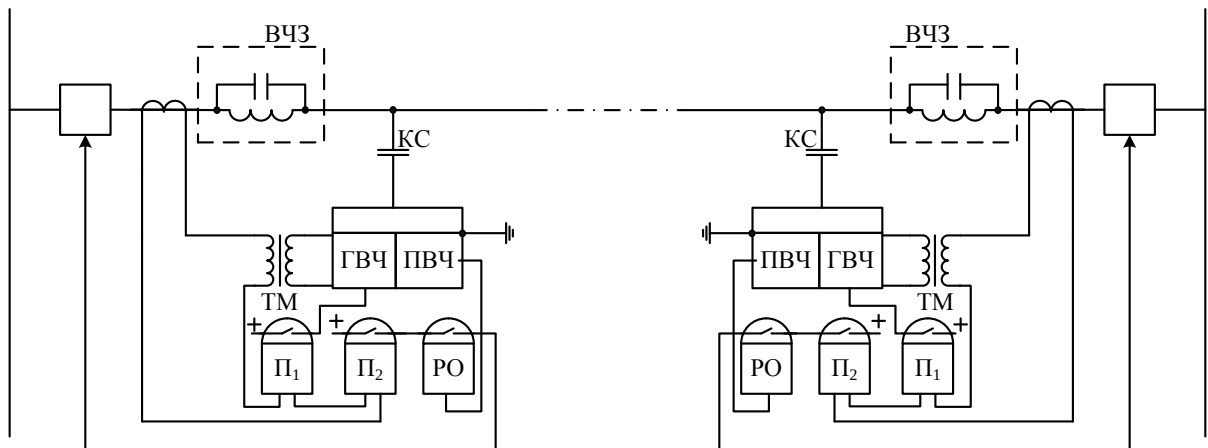


Рис. 5.6. Упрощенная принципиальная схема дифференциально-фазной ВЧ защиты

Особенностью защиты является то, что *ГВЧ* управляется непосредственно токами промышленной частоты при помощи специального

трансформатора *ТМ*. Генератор включен так, что при положительной полувольте промышленного тока он работает, посылая в линию ток высокой частоты, а при отрицательной – запирается и ток высокой частоты прекращается. В то же время приемник выполнен таким образом, что при наличии токов высокой частоты, поступающих в его входной контур, выходной ток, питающий реле *РО*, равен нулю, а при отсутствии ВЧ сигнала появляется выходной ток, который поступает в реле *РО*. Таким образом, *ГВЧ* работает только в течение положительных полупериодов тока промышленной частоты, а приемник – при отсутствии ВЧ сигналов.

При внешнем КЗ (рис. 5.7, *а*), когда фазы первичных токов по концам линии противоположны, генератор на конце линии *т* работает в течение первого полупериода промышленного тока, а на конце *п* – в течение следующего полупериода. Ток высокой частоты протекает по линии непрерывно и питает приемники на обеих сторонах линии. В результате этого выходной ток в цепи приемника и реле *РО* отсутствует, и защита не срабатывает.

При КЗ в зоне (рис. 5.7, *б*) генераторы на обоих концах линии работают одновременно, поскольку фазы токов линии совпадают. Ток высокой частоты, поступающий при этом в приемники, будет иметь прерывистый характер с интервалами времени, равными полупериоду промышленного тока. В этом случае приемник работает в промежутки времен, когда ВЧ ток отсутствует, и не работает во время его прохождения. В выходной цепи приемника появляется прерывистый ток, который сглаживается и подается в реле *РО*. Последнее срабатывает и отключает линию. Защита срабатывает, если при повреждении на ЛЭП, при котором сработали пусковые органы, расхождение фаз токов составляет не более $115\text{--}135^\circ$. При отсутствии ВЧ сигнала с противоположного конца защита также действует на отключение.

По принципу своего действия дифференциально-фазная защита (ДФЗ) не реагирует на нагрузку и качания, т.к. в этих режимах токи на обоих концах ЛЭП имеют разные знаки.

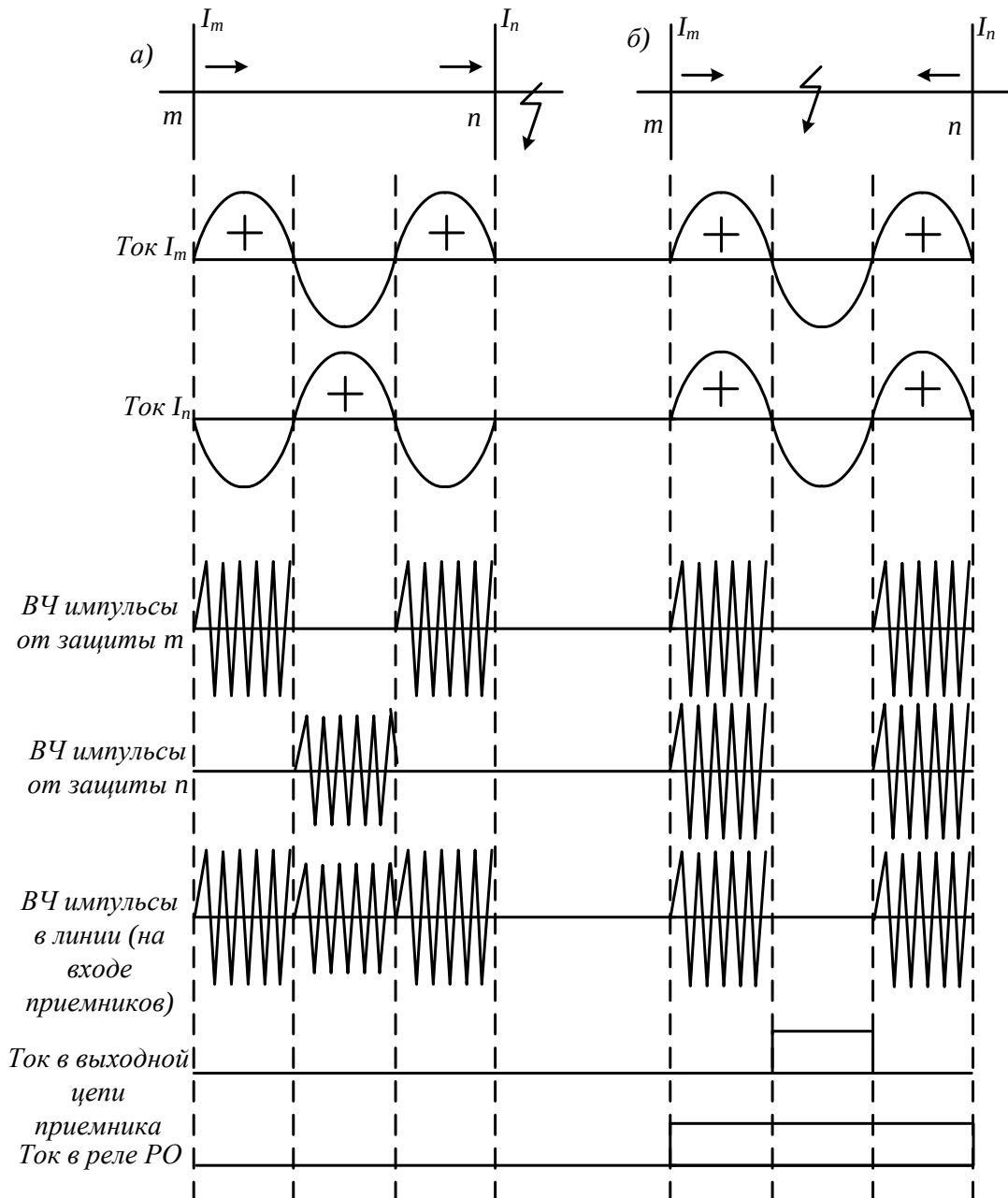


Рис. 5.7. Диаграмма токов в дифференциально-фазной ВЧ защите

Основные органы ДФЗ и особенности их выполнения

ДФЗ состоит из трех основных элементов: *пускового органа* Π_1 и Π_2 , пускающего передатчик и разрешающего действовать защите при КЗ; *органа манипуляции*, управляющего передатчиком токов высокой частоты (с помощью T_M) в зависимости от знака сравниваемых токов, и *органа сравнения* фаз токов, действующего на отключение при совпадении фаз токов, проходящих по концам линии.

ДФЗ не реагирует на нагрузку, поэтому пусковой орган в схемах этой защиты не является обязательным. Однако при его отсутствии любое

нарушение непрерывной циркуляции токов высокой частоты будет приводить к срабатыванию *РО* и ложному отключению линии. Поэтому во всех схемах ДФЗ применяются пусковые реле, отстроенные от токов нагрузки.

К особенностям выполнения органов защиты относятся:

1) одновременный пуск ВЧ передатчиков на обоих концах защищаемой линии.

При удаленных внешних КЗ, когда пусковые реле, пускающие ВЧ передатчик, работают на пределе своей чувствительности, возможна работа пускового органа только с одной стороны линии. Тогда ток высокой частоты будет прерывистым и защита подействует ложно. Для исключения этого пусковой орган защиты выполняется из двух комплектов: одного – чувствительного, пускающего ВЧ передатчик, и второго – более грубого (в 1,5–2 раза), управляющего цепью отключения.

2) нарушение непрерывности ВЧ сигнала при внешних КЗ и качаниях может возникнуть также вследствие неодновременного действия реле, пускающих передатчики, установленных на противоположных концах линии. Поэтому пуск ВЧ-передатчиков при внешних КЗ должен осуществляться несколько раньше, чем срабатывает реле *РО*, замыкающее цепь отключения защиты, а останов их должен происходить несколько позже возврата пусковых реле, управляющих цепью отключения. При КЗ в зоне передатчик на отключившемся конце линии должен немедленно остановиться для предупреждения блокировки защиты противоположной стороны.

3) выполнение ДФЗ, сравнивающих токи в каждой фазе, получается весьма сложным и дорогим.

Защита значительно упрощается и становится более надежной, если вместо токов фаз сравнивать их симметричные составляющие, получаемые от фильтров, преобразующих трехфазную систему токов в однофазную. В качестве фильтра в защитах этого типа используются комбинированные фильтры, на выходе которых получается ток I_{ϕ} , пропорциональный $I_1 + kI_2$ или $I_1 + kI_0$.

Подобные фильтры обеспечивают действие защиты при всех видах КЗ.

В случае симметричных КЗ ток фильтра обуславливается составляющей I_1 , а при несимметричных КЗ – составляющими I_1 и I_2 или I_1 и I_0 .

5.4. ИСКАЖЕНИЕ ФАЗ СРАВНИВАЕМЫХ ТОКОВ (ФАЗОВЫЕ ПОГРЕШНОСТИ)

При рассмотрении принципа действия защиты предполагалось, что при внешних КЗ токи I_m и I_n по концам защищаемой линии сдвинуты по фазе на угол $\varphi = 180^\circ$, а при КЗ в зоне – совпадают по фазе, т.е. $\varphi = 0^\circ$.

В действительности из-за погрешности ТТ и ряда других причин фазы вторичных токов искажаются, и поэтому сдвиг фаз φ между токами на обоих концах линии отличается от указанных выше значений. При больших искажениях фаз токов I_m и I_n возможны неправильные действия защиты при внешних КЗ и отказ в работе – при КЗ в зоне. В связи с этим параметры защиты выбираются так, чтобы она блокировалась в условиях внешнего КЗ при $\varphi = 180^\circ - \beta$ и работала при КЗ в зоне при $\varphi > 0$. Предельное значение угла β , при котором защита должна блокироваться, называется углом блокировки защиты (рис. 5.8). Для уменьшения искажений фаз I_m и I_n ТТ, питающие ДФЗ, должны выбираться по 10 %-ным характеристикам, при этом угловая погрешность каждого ТТ не будет превышать 7 %.

При КЗ в зоне кроме погрешности ТТ, искажающих фазы токов, имеется расхождение фаз первичных токов I_m и I_n вследствие различия фаз между ЭДС E_m и E_n эквивалентных генераторов; разницы углов полных сопротивлений в схемах замещения прямой, обратной и нулевой последовательности и наложения токов нагрузки на токи КЗ.

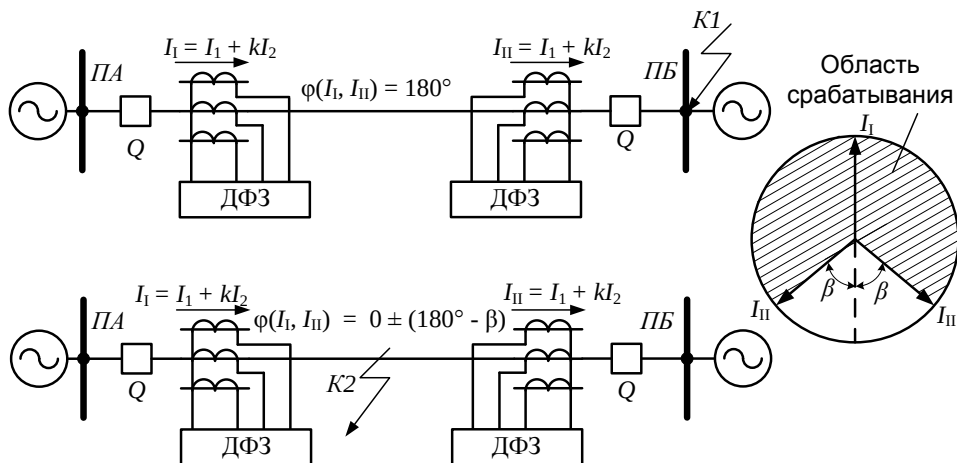


Рис. 5.8. Расчетные условия работы избирательного органа ДФЗ при внешних, внутренних повреждениях

5.5. ОЦЕНКА ВЧ ЗАЩИТ

Принцип действия ВЧ защит, направленных и дифференциально-фазных, надежен и прост. Эти защиты являются единственными защитами, обеспечивающими мгновенное и двустороннее отключение КЗ на линиях большой протяженности.

ВЧ защиты получили широкое распространение как основные защиты в сетях 110–500 кВ. Они позволяют обеспечивать быстрое и селективное отключение КЗ при любой конфигурации сети и являются чувствительными.

ЧАСТЬ 6

ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ

На линиях, отходящих от шин электростанций или узловых подстанций энергосистем, часто по условиям устойчивости требуется обеспечить отключение КЗ в пределах всей защищаемой линии без выдержки времени ($t = 0$). Это требование нельзя выполнить с помощью мгновенных ТО, т.к. их зона охватывает только часть защищаемой линии. Кроме того, отсечки неприменимы на коротких линиях, где токи КЗ в начале и конце линии не имеют существенного различия. В этих случаях используются защиты, принцип действия которых обеспечивает отключение повреждений без выдержки времени в пределах всей защищаемой линии, в том числе и на линиях малой протяженности.

К защитах такого типа относятся *дифференциальные защиты*. Они обеспечивают мгновенное отключение КЗ в любой точке защищаемого участка и обладают селективностью при КЗ за пределами защищаемой линии (внешние КЗ).

Дифференциальные защиты подразделяются на *продольные* и *поперечные*.

6.1. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ПРОДОЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

Принцип действия продольных дифференциальных защит основан на сравнении величины и фазы токов в начале и конце защищаемой линии. На концах защищаемого элемента устанавливаются ТТ с одинаковыми n_T . Их вторичные обмотки на одноименных фазах соединяются проводами и подключаются к обмотке измерительного реле тока PT так, чтобы при внешних КЗ ток в реле отсутствовал, а при КЗ в защищаемой зоне определялся током в месте повреждения. Возможны два соединения, удовлетворяющие этим условиям, носящие названия схем с *циркулирующими токами* и *уравновешенными напряжениями*. Широкое распространение нашло применение первой схемы. В нем вторичные обмотки ТТ соединяются между собой при помощи вспомогательных проводов концами, обращенными внутрь защищаемой зоны, ограниченной ТТ, и наружу от нее; параллельно им (дифференциально) включается обмотка PT .

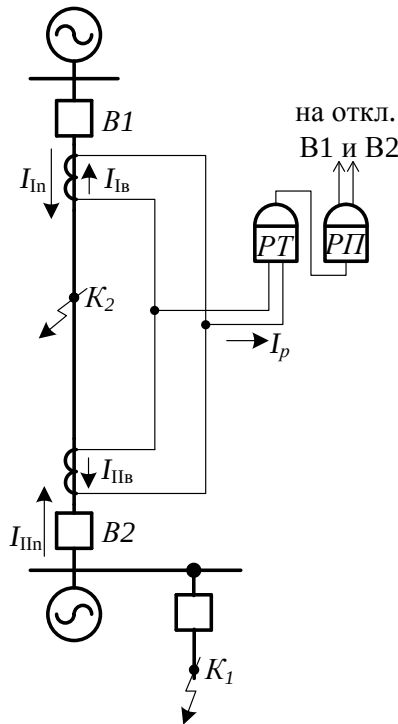


Рис. 6.1. Однолинейная схема дифференциальной токовой защиты

Ток в PT , с учетом условных положительных направлений первичных токов, указанных на рис. 6.1 стрелками (внутри защищаемой зоны):

$$\dot{I}_p = \dot{I}_{IB} + \dot{I}_{IIB}.$$

Ток в реле равен геометрической сумме токов, подходящих к нему от ТТ. При нормальной работе, качаниях и внешних КЗ (т. K_1) первичные токи I_{In} и I_{II_n} равны и сдвинуты по фазе на 180° . Поэтому при точной трансформации вторичные токи связаны соотношением $I_{IB} = -I_{IIB}$, $I_p = 0$, как определяемое действительной разностью токов, и РТ не срабатывает, хотя по вспомогательным проводам циркулируют токи. Поэтому такая схема называется **циркулирующими токами**. В ней сравниваются комплексы токов I_I и I_{II} .

В действительности ТТ работают с погрешностью, вследствие чего вторичные токи имеют некоторое различие по величине и фазе, а их разность не равна нулю. В реле появляется ток небаланса: $\dot{I}_{нб} = \dot{I}_{IB} - \dot{I}_{IIB}$.

Для исключения неселективной работы защиты при внешних КЗ ток срабатывания дифференциальной защиты должен превышать максимальное значение тока небаланса: $I_{сз} > I_{нб.мах}$.

При КЗ в защищаемой зоне (т. K_2) токи I_{In} и I_{II_n} в общем случае неодинаковы и в сумме равны току в месте КЗ $I_K = I_{In} + I_{II_n}$. Ток $I_p = I_K/n_T$.

Если $I_p > I_{cr}$, реле срабатывает и через выходное промежуточное реле подает сигналы на отключение выключателей с обеих сторон элемента. При одностороннем питании, например $I_{II} = 0$, существует только I_{IB} . Поэтому при внутреннем КЗ $I_p = I_{IB}$, и защита также срабатывает в случае $I_p > I_{cr}$.

6.2. ТОКИ НЕБАЛАНСА В ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЕ

Правильный учет тока небаланса в схеме дифференциальной защиты имеет существенное значение, поскольку от его величины зависит ток срабатывания защиты.

В схеме с циркулирующими токами ток $\dot{I}_{нб} = \dot{I}_{IB} - \dot{I}_{IIB}$.

Выразим вторичные токи через первичные с учетом погрешности ТТ:

$$\dot{I}_{нб} = \dot{I}_{IB} - \dot{I}_{IIB} = (I_I/n_T - I_{Iнам}) - (I_{II}/n_T - I_{IIнам}),$$

где $I_{Iнам}$ и $I_{IIнам}$ – токи намагничивания, отнесенные ко вторичным обмоткам ТТ.

При внешнем КЗ $I_I = I_{II}$, то $I_{нб} = I_{IIнам} - I_{Iнам}$.

Следовательно, для уменьшения тока небаланса необходимо выравнивать токи $I_{Iнам}$ и $I_{IIнам}$ по величине и по фазе, тогда их разность будет минимальной.

Ток небаланса будет равен нулю при полной идентичности характеристик намагничивания ТТ. Выполнить эти требования с абсолютной точностью на практике не удастся, и поэтому ток небаланса всегда имеется. Он возрастает с увеличением магнитной индукции B , которая в свою очередь повышается при увеличении первичного тока I_K и вторичной нагрузки z_H . Особенно значительно растет $I_{нб}$ при насыщении ТТ, т.к. при этом резко усиливается различие в токах намагничивания ТТ. Поэтому, помимо обеспечения наибольшей идентичности характеристик намагничивания, стремятся к тому, чтобы при максимальном токе внешнего КЗ сердечники ТТ не насыщались.

Для выполнения этого условия используются специальные ТТ, насыщающиеся при возможно больших кратностях тока КЗ и вторичной нагрузки z_H , имеющие большой коэффициент трансформации n_T . Также необходимо выравнивать нагрузку вторичных обмоток ТТ, т.е. обеспечить условие $z_{IH} = z_{IIB}$.

Токи намагничивания, а вместе с ними и токи небаланса резко возрастают в первый момент КЗ. В первый момент КЗ ток КЗ состоит из периодической I_p и апериодической I_a составляющих.

Каждая составляющая, протекая по первичной обмотке ТТ, делится на две части: одна трансформируется во вторичную обмотку, а вторая идет на намагничивание сердечника, образуя ток $I_{\text{нам}}$.

Скорость изменения апериодической составляющей $I_a = -I_m \cdot e^{\frac{-t}{T}}$ значительно меньше скорости изменения переменной составляющей $I_i = I_m \cdot \sin(\omega t - 90^\circ)$. Поэтому ток I_a плохо трансформируется во вторичную цепь и большая часть $I_{a.\text{нам}}$ идет на намагничивание сердечника. В результате этого ТТ насыщается, что ухудшает трансформацию периодической составляющей и повышает долю этого тока $I_{n.\text{нам}}$, идущую на намагничивание. Таким образом, подмагничивающее действие апериодической составляющей резко увеличивает намагничивающие токи и токи небаланса в переходном режиме КЗ.

Существенное влияние на увеличение тока небаланса оказывает остаточное намагничивание сердечников ТТ.

ТТ остается в намагниченом состоянии, если проходящий через него ток отключается в момент времени, когда он и создаваемый им магнитный поток не равны нулю. В этом случае в сердечнике ТТ остается магнитный поток $\Phi_{\text{ост}}$, который был в нем в момент отключения тока. Если при последующем КЗ остаточный поток $\Phi_{\text{ост}}$ совпадает по знаку с магнитным потоком, обусловленный током КЗ, то результирующий поток, равный их сумме, может достигнуть весьма большой величины и вызвать насыщение магнитопровода, в результате которого резко возрастает ток намагничивания и соответственно ток небаланса $I_{\text{нб}}$.

Точных и удобных способов расчета тока небаланса не существует. На практике пользуются лишь приближенными расчетными формулами.

Для отстройки уставки срабатывания от токов небаланса применяют следующую формулу:

$$I_{\text{нбmax}} = k_{\text{ап}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к.вн.max}} ;$$

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{зап}} \cdot I_{\text{нбmax}} ,$$

где $k_{\text{ап}}$ – коэффициент апериодичности, больший единицы (2–3); $k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ (0,5–0,7 для однотипных ТТ; 1 – для разнотипных); ε – полная погрешность ТТ; $k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, учитывающий неточность расчетов (1,3–2); $I_{\text{к.вн.max}}$ – максимальный ток внешнего КЗ.

Ток срабатывания измерительного органа определяется как $I_{\text{ср}} = k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{сз}} / n_{\text{Т}}$.

Коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}$ защиты определяется минимальным током в реле при КЗ в защищаемой зоне: $k_{\text{ч}} = I_{\text{р.мин}} / I_{\text{ср}} \geq 2$.

Однако обеспечить такую чувствительность не всегда удастся. Вследствие этого, производители устройств РЗ используют ряд мер по повышению чувствительности дифференциальной защиты.

6.3. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЗАЩИТЫ

Для повышения чувствительности необходимо уменьшать ее ток срабатывания. Для этого в соответствии с формулами выбора тока срабатывания можно уменьшить значение $k_{\text{ап}}$ или обеспечить меньший ток срабатывания защиты при КЗ в зоне по сравнению с его значением при внешнем КЗ.

В первом случае будет снижено значение учитываемого тока небаланса в переходном режиме, во втором – обеспечено автоматическое повышение тока срабатывания при переходе точки КЗ из защищаемой зоны вовне.

Снижение значений $k_{\text{ап}}$ может быть достигнуто способами без снижения отстройности:

1) **замедлением действия защиты** (до 0,3 с) на время, в течение которого переходный процесс заканчивается. Однако сейчас этот способ применяется крайне редко, поскольку к защитам предъявляются все более высокие требования к быстройдействию.

2) **включением последовательно с реле тока добавочного сопротивления**, снижающего апериодические слагающие тока в нем в большей степени, чем периодические. Способ применялся ранее, когда для дифференциальных защит использовались обычные электромагнитные реле тока.

3) **сравнением в измерительном органе фаз токов**, а не их комплексных значений. Намагничивающие токи ТТ даже при переходном процессе КЗ не изменяют угол между токами I_{I} и I_{II} , близкий к π при внешних КЗ, до значений, соответствующих диапазону углов при КЗ в защищаемой зоне. Таким образом устраняется условие отстройки от тока небаланса при внешних КЗ.

4) **использованием апериодической слагающей в переходном токе небаланса для увеличения тока срабатывания**. Это достигается разными способами. Возможно выполнение измерительного органа тока, содержащего рабочую цепь, включенную дифференциально, с током $I_{\text{раб}}$, обуславливающим срабатывание, и тормозную цепь, в которую подается

тормозной ток $I_{\text{тор}}$ с выхода фильтра аperiodической составляющей, препятствующий срабатыванию. При КЗ в зоне в рабочей цепи проходит ток $I_{\text{раб}} = I_{\text{к}}/n_{\text{T}}$, а в тормозной цепи ток отсутствует, т.к. аperiodическая составляющая быстро затухает, т.е. $I_{\text{тор}} \approx 0$. Этому соответствует $I_{\text{срmin}}$, определяющий чувствительность. При переходном процессе внешнего КЗ $I_{\text{тор}} \neq 0$, и поэтому ток срабатывания автоматически увеличивается до нового значения $I_{\text{ср}} > I_{\text{срmin}}$.

Широко используются специальные реле *KAT*, содержащие промежуточные насыщающиеся трансформаторы *TALT* и реле тока *KA* (рис. 6.2, а). Ток в реле I'_{KA} определяется ЭДС E_2 вторичной обмотки w_2 трансформатора, значение которой, например, среднее, пропорционально полному изменению ΔB индукции в магнитопроводе за период, т.е. $E_2 = 2K \cdot B$, где K – коэффициент пропорциональности.

При КЗ в защищаемой зоне в первичной обмотке *TALT* проходит ток $i_{\text{р}} = i_{\text{к}}/n_{\text{T}}$, практически не имеющий смещения относительно оси времени (аperiodическая составляющая быстро затухает), изменение индукции по симметричному частному циклу достигает $\Delta B \geq 2B_{\text{с}}$ и среднее значение $E_2 \geq 2K \cdot 2B_{\text{с}} = 4B_{\text{с}} \cdot K$ (рис. 6.2, б). Током срабатывания реле *KAT* считается наименьший ток $I_{\text{р}}$ в первичной обмотке *TALT*, при котором срабатывает реле.

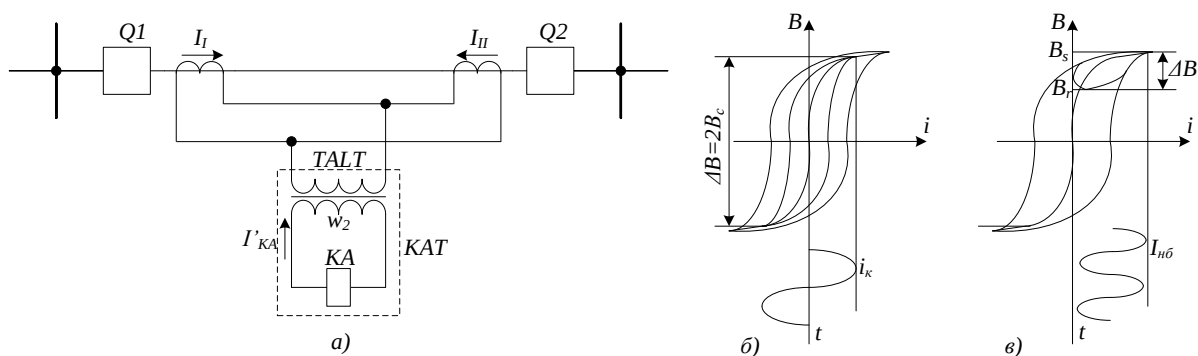


Рис. 6.2. Дифференциальная защита с *KAT* (а), переманчивание *TALT* при КЗ в зоне (б) и при внешнем КЗ (в)

При внешнем КЗ в первичной обмотке *TALT* проходит ток небаланса, полностью смещенный относительно оси времени за счет медленно затухающей аperiodической составляющей, и изменение индукции $\Delta B = B_{\text{с}} - B_{\text{r}}$ (рис. 6.2, в). Поэтому среднее значение $E_2 = K \cdot 2(B_{\text{с}} - B_{\text{r}}) < 4B_{\text{с}} \cdot K$, и реле не срабатывает. Реле функционирует правильно, если $B_{\text{с}} > 0,5(B_{\text{с}} - B_{\text{r}})$.

Апериодическая составляющая, подмагничивая сердечник *TALT*, уменьшает его сопротивление намагничивания, и при этом большая часть как апериодической, так и периодической составляющей тока небаланса проходит по этому сопротивлению в схеме замещения, не попадая в реле *КА*.

Отстроенность защиты повышается, поскольку для срабатывания реле *КА* необходимо значение переходного тока небаланса в первичной обмотке *TALT* существенно большее, чем значение периодического тока в этой же обмотке.

Ток срабатывания защиты может быть выбран меньшим, поскольку $k_{ап} = 1$.

Торможение от токов плеч дифференциальной защиты используется для снижения тока срабатывания защиты $I_{сз}$ при внутреннем КЗ по сравнению с его значением при внешнем КЗ. Принцип торможения рассматривается применительно к измерительным органам тока, в которых сравниваются две электрические величины, сформированные из токов I_I и I_{II} .

Рабочее значение выбирается равным геометрической сумме токов $I_{раб} = I_{диф} = I_I + I_{II}$, т.е. представляют собой ток в дифференциальной цепи и обуславливает срабатывание реле.

В качестве тормозной, препятствующей срабатыванию, выбирается геометрическая полуразность токов $I_{тор} = 0,5(I_I - I_{II})$.

Характеристика срабатывания реле (рис. 6.3, *а*), представляющая зависимость $I_{ср} = f(I_{тор})$, описывается выражением $I_{ср} = I_{срмин} + k_{тор} \cdot I_{тор}$, где $I_{ср}$ – ток срабатывания реле, изменяющийся при изменении $I_{тор}$; $k_{тор}$ – коэффициент торможения, определяющий угол наклона характеристики $\alpha = \arctg k_{тор}$; $I_{срмин}$ – минимальный ток срабатывания реле при $I_{тор} = 0$.

Характеристика срабатывания делит плоскость на область срабатывания, расположенную выше, и область, где защита не срабатывает, расположенную ниже характеристики.

При внешнем КЗ, когда угол между токами I'_I и I'_{II} близок к π (рис. 6.3, *б*), рабочий ток мал и равен $I'_{раб} = I'_{нб}$, а тормозной $I'_{тор} = 0,5(2I_{к.вн.мах})/n_T$ значителен, что соответствует т. *А'* (рис. 6.3, *а*), расположенной в области несрабатывания.

Для срабатывания при токе $I'_{тор}$ по характеристике срабатывания необходимо иметь $I_{раб} > I'_{ср}$.

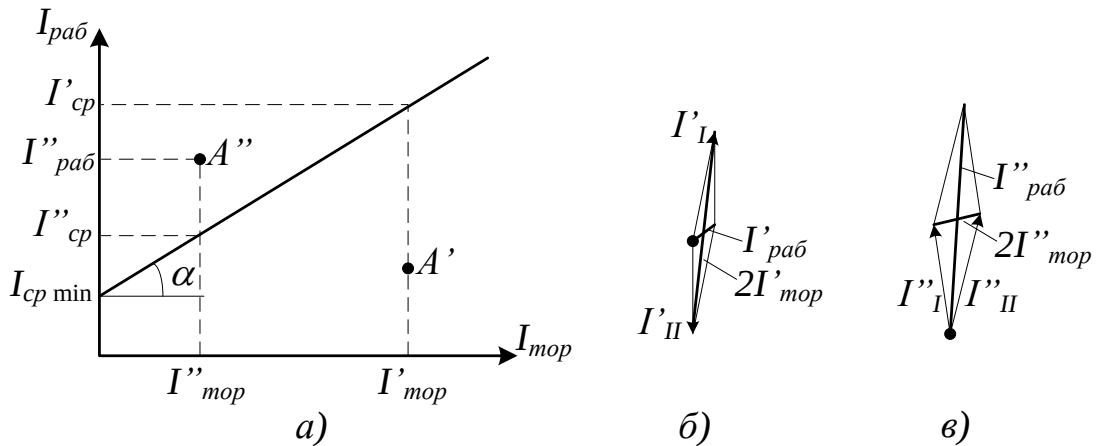


Рис. 6.3. Характеристика срабатывания реле (а) и векторные диаграммы токов при внешнем КЗ (б) и КЗ в зоне (в)

При КЗ в зоне, когда угол между токами I''_I и I''_{II} невелик (не превышает десятых долей π), рабочий ток $I''_{раб} = I_K/n_T$ значителен (рис. 6.3, в), а ток $I''_{тор}$ меньше и т. A'' расположена в области срабатывания. Току $I''_{тор}$ по характеристике срабатывания соответствует $I''_{ср} < I'_{ср}$.

В защите с торможением при внутренних КЗ возможно снижение тока срабатывания в пределе до $I_{ср\min}$ и повышение чувствительности к КЗ.

При аппаратной реализации измерительного органа тока с линейными характеристиками его элементов (рис. 6.4) влияние переходного тока небаланса не снижается, поэтому $k_{ап} = 2-3$.

Широко используется магнитное торможение, позволяющее снизить влияние переходного тока небаланса ($k_{ап} = 1$), а также обеспечить одновременное снижение тока срабатывания при внутренних КЗ.

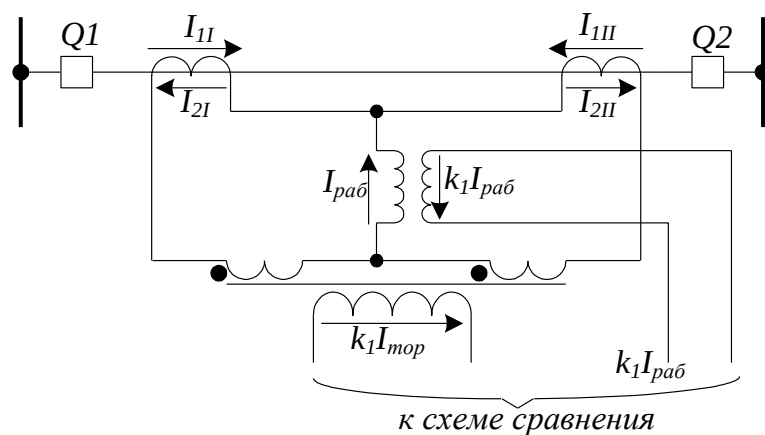


Рис. 6.4. Принципиальная схема измерительного органа с торможением

6.4. ОСОБЕННОСТИ ПРОДОЛЬНОЙ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА (АВТОТРАНСФОРМАТОРА)

В соответствии с [1] для защиты трансформатора от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрены продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более, а также на трансформаторах мощностью 4 МВ·А при параллельной работе последних с целью селективного отключения поврежденного трансформатора.

С учетом замыкания внутри обмоток, а также витковых КЗ, когда токи в защите могут быть малы, желательно, чтобы токи срабатывания защиты были как можно меньшими. В настоящее время для мощных дорогостоящих трансформаторов (63 МВ·А и больше) считается необходимым иметь $I_{сз} = 0,3 \cdot I_{ном}$; для трансформаторов меньшей мощности $I_{сз} \leq (1,5-2,0) \cdot I_{ном}$, а в некоторых случаях для маломощных трансформаторов при достаточном коэффициенте чувствительности допустим $I_{сз} \approx (3-4) \cdot I_{ном}$.

В соответствии с принципом действия дифференциальной защиты ТТ устанавливаются с обеих сторон трансформатора. Их вторичные обмотки соединяются так, чтобы при нагрузке и внешних КЗ в реле протекала разность вторичных токов $I_p = I_{IВ} - I_{IIВ}$ (рис. 6.5, а). Тогда при КЗ в зоне защиты (рис. 6.5, б) ток в реле равен сумме $I_p = I_{IВ} + I_{IIВ}$. Если $I_p > I_{ср}$, то реле приходит в действие и отключает трансформатор.

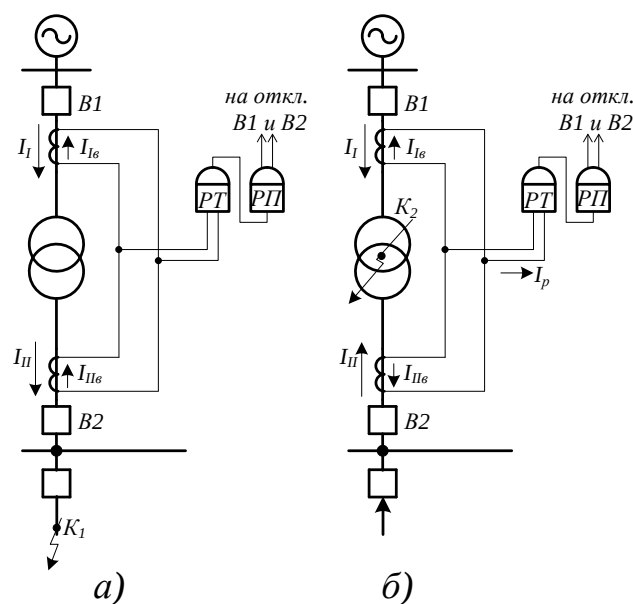


Рис. 6.5. Принцип действия дифференциальной защиты трансформатора:

а) – внешнее КЗ; б) – внутреннее КЗ

Для того чтобы дифференциальная защита не работала при нагрузке и внешних КЗ, необходимо уравновесить вторичные токи в плечах защиты так, чтобы в этих случаях ток в реле отсутствовал: $I_p = I_{IV} - I_{IIV} = 0$. Для этого необходимо, чтобы $I_{IV} = I_{IIV}$.

В дифференциальной защите линий первичные токи в начале и конце защищаемого участка одинаковы, поэтому для выполнения условия селективности достаточно иметь равенство коэффициентов трансформации ТТ. Иное положение имеет место в дифференциальной защите трансформаторов. Первичные токи разных обмоток трансформатора не равны по величине и в общем случае не совпадают по фазе.

В режиме нагрузки и внешнего КЗ ток трансформатора на стороне низшего трансформатора I_{II} всегда больше тока на стороне высшего напряжения I_I . Их соотношение определяется коэффициентом трансформации силового трансформатора.

Выполнение общей продольной дифференциальной защиты имеет ряд особенностей:

1. Необходимость учета схемы соединения обмоток защищаемого трансформатора.

В трансформаторе с соединением обмоток звезда – треугольник токи I_{II} и I_I различаются не только по величине, но и по фазе. Угол сдвига фаз зависит от группы соединений обмоток трансформатора. При наиболее распространенной, одиннадцатой группе линейный ток на стороне треугольника опережает линейный ток со стороны звезды на 30° (рис. 6.6). В трансформаторе с соединением обмоток звезда – звезда токи I_{II} и I_I или совпадают по фазе, или сдвинуты на 180° .

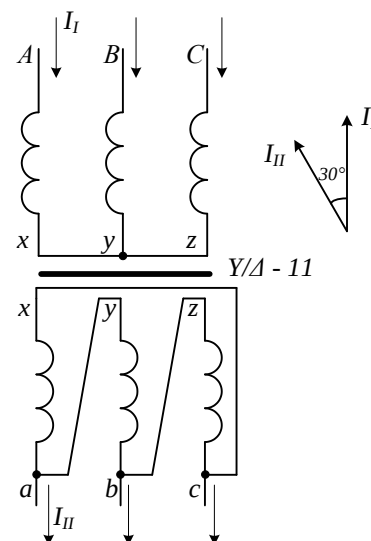


Рис. 6.6. Образование углового сдвига между токами силового трансформатора

Таким образом, для выполнения условия селективности необходимы специальные меры по выравниванию вторичных токов $I_{IV} = I_I/n_{TI}$ и $I_{IIV} = I_{II}/n_{TII}$ как по величине, так и по фазе с тем, чтобы поступающие в реле токи были равны.

Компенсация сдвига токов по фазе осуществляется соединением в треугольник вторичных обмоток ТТ, установленных на стороне звезды силового трансформатора (рис. 6.7) Соединение в треугольник обмоток ТТ должно точно соответствовать соединению в треугольник обмотки силового трансформатора. ТТ, расположенные на стороне треугольника силового трансформатора, соединяются в звезду.

На рис. 6.7 изображены векторные диаграммы токов в схеме защиты при нагрузке и внешних трехфазных КЗ. Векторы первичных и вторичных токов в ТТ и силовом трансформаторе показаны на диаграмме совпадающими по фазе.

Из диаграммы следует, что токи в линейных проводах ТТ, соединенных в треугольник, $I_{AB(2)}$, $I_{BC(2)}$, $I_{CA(2)}$, сдвигаются относительно соответствующих фазных токов на угол 30° . Токи в проводах второй группы ТТ $I_{ab(2)}$, $I_{bc(2)}$ и $I_{ca(2)}$ совпадают по фазе со своими первичными токами и поэтому сдвинуты по отношению к первичному току звезды силового трансформатора, так же как и токи $I_{AB(2)}$, $I_{BC(2)}$, $I_{CA(2)}$, на угол 30° . В результате этого токи, поступающие в реле, совпадают по фазе.

Соединение одной из групп ТТ в треугольник обеспечивает компенсацию сдвига фаз между вторичными и первичными токами силового трансформатора не только при симметричной нагрузке и трехфазных КЗ, но и при любом несимметричном повреждении или нагрузочном режиме.

Справедливость этого положения доказывается с помощью метода симметричных составляющих. Токи прямой и обратной последовательностей симметричны, и поэтому токораспределение их в схеме защит полностью соответствует токораспределению при трехфазном КЗ (рис. 6.7). Следовательно, соединение одной из групп ТТ в треугольник, а другой – в звезду обеспечивает компенсацию сдвига фаз первичных токов прямой и обратной последовательности.

Токи нулевой последовательности появляются в случае КЗ на землю и могут замыкаться только через обмотку трансформатора, соединенную в звезду, при условии, что ее нулевая точка заземлена. Проходя по этой обмотке, токи нулевой последовательности трансформируются в фазы обмотки, соединенные треугольником (рис. 6.8).

В контуре треугольника токи I_0 каждой фазы направлены последовательно и поэтому циркулируют в нем, не выходя за его пределы.

Это означает, что в дифференциальной защите трансформаторов с соединением обмоток звезда-треугольник токи нулевой последовательности протекают только по ТТ, установленным со стороны звезды силового трансформатора.

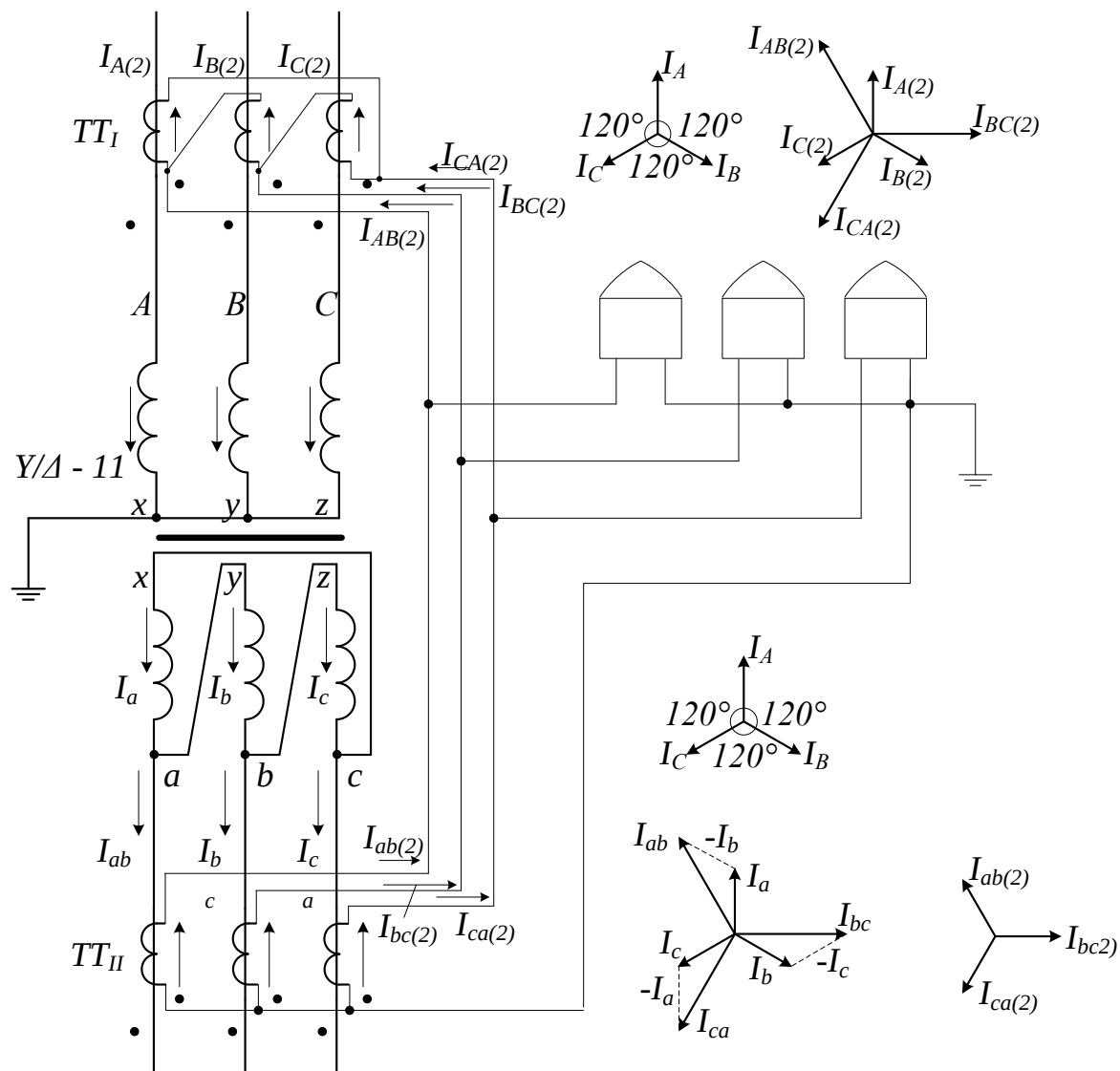


Рис. 6.7. Токораспределение и векторные диаграммы токов в схеме дифференциальной защиты

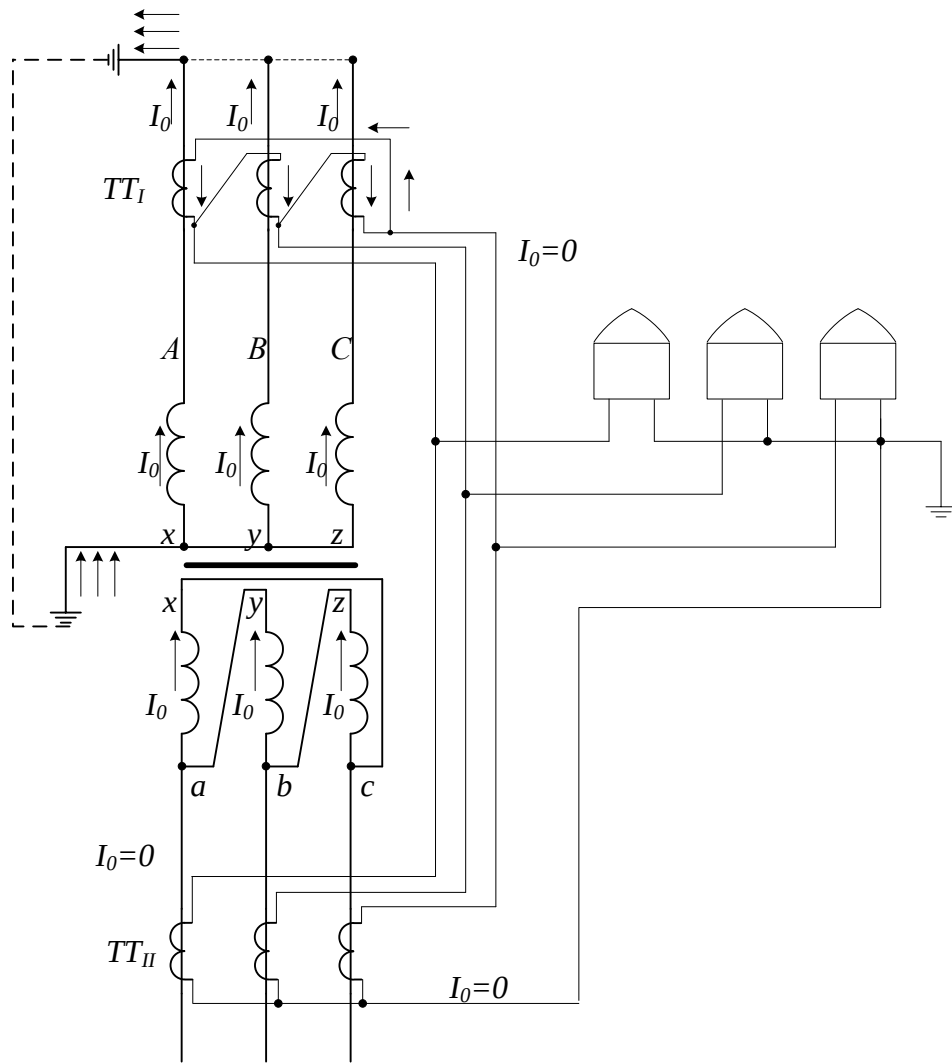


Рис. 6.8 Прохождение токов нулевой последовательности
в схеме дифференциальной защиты

Такое протекание первичных токов равноценно токораспределению при повреждении внутри трансформатора (при одностороннем питании) и может вызвать неправильную работу защиты. Эта опасность устраняется тем, что на стороне звезды силового трансформатора (где протекают первичные токи I_0) ТТ соединяются в треугольник. Тогда токи I_0 , трансформируясь на вторичную сторону ТТ, замыкаются в контуре этого треугольника, не попадая в реле. При соединении ТТ со стороны звезды силового трансформатора также в звезду токи нулевой последовательности получают возможность замыкаться через реле, что приведет к неправильной работе защиты при однофазных и двухфазных КЗ на землю в сети.

2. Компенсация неравенства первичных токов силовых трансформаторов и автотрансформаторов достигается подбором коэффициента трансформации $n_{ТI}$, $n_{ТII}$ ТТ дифференциальной защиты и

параметров специально для этой цели установленных уравнивающих автотрансформаторов (рис. 6.9, а) или трансформаторов (рис. 6.9, б).

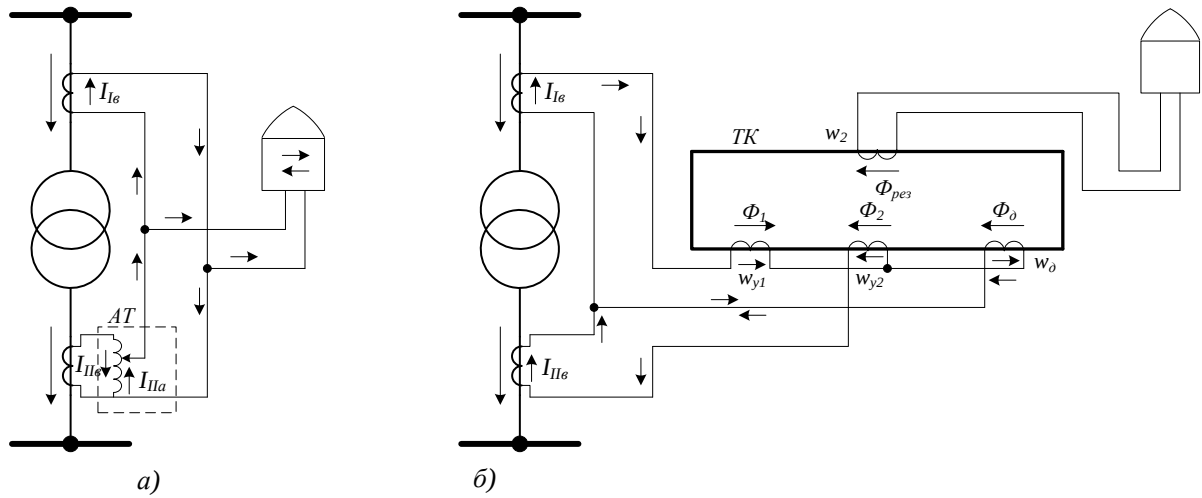


Рис. 6.9. Выравнивание вторичных токов в схеме дифференциальной защиты:
а – с помощью промежуточного автотрансформатора; б – с помощью уравнивающих обмоток насыщающегося трансформатора

Коэффициенты трансформации ТТ $n_{ТИ}$ и $n_{ТII}$ выбираются с таким расчетом, чтобы вторичные токи в плечах защиты были равны при нагрузке и внешних КЗ.

При соединении обмоток силового трансформатора Y/Y :

$$I_I / n_{ТИ} = I_{II} / n_{ТII} ,$$

отсюда находим, что для обеспечения равенства токов в плечах защиты коэффициент трансформации ТТ защиты должны удовлетворять условию:

$$\frac{n_{ТII}}{n_{ТИ}} = \frac{I_{II}}{I_I} = N ,$$

где N – коэффициент трансформации силового трансформатора.

При соединении обмоток силового трансформатора Y/Δ ток в плече, питающемся от ТТ, включенных в треугольник, равен $\frac{I_I}{n_{ТИ}} \sqrt{3}$, а в

плече, питающемся от ТТ, соединенных в звезду, равен $\frac{I_{II}}{n_{ТII}}$. С учетом

этого, равенство токов достигается следующим образом:

$$\frac{I_I}{n_{ТИ}} \sqrt{3} = \frac{I_{II}}{n_{ТII}} ,$$

отсюда
$$\frac{n_{ТII}}{n_{ТИ}} = \frac{I_{II}}{I_I \sqrt{3}} = \frac{N}{\sqrt{3}} .$$

Задаваясь одним из коэффициентов трансформации, можно найти расчетное значение второго, обеспечивающее равенство вторичных токов в плечах защиты. Найденный таким образом коэффициент трансформации, как правило, оказывается нестандартным. Поэтому используются стандартные ТТ с ближайшим к расчетному значению коэффициентом трансформации, а компенсация оставшегося неравенства осуществляется с помощью выравнивающих автотрансформаторов или трансформаторов.

3. Защитное заземление токовых цепей защиты (вторичных цепей ТА) выполняется у ИОТ (а не у каждой группы ТА). Это исключает появление дополнительных токов небаланса, вызванных разными потенциалами двух мест заземления при КЗ на землю в пределах защищаемых объектов, а также ЭДС, наводимыми в петле соединительные провода – земля.

Кроме того в дифференциальных защитах трансформаторов, если одна группа ТА соединена треугольником, а другая – звездой, заземление каждой группы ТА создает контуры, шунтирующие их вторичные обмотки.

4. Необходимость учета намагничивающего тока I_0 защищаемого трансформатора. В соответствии со схемой замещения двухобмоточного трансформатора ток $I_0 = I_Y - I_\Delta$, а в ИОТ дифференциальной защиты ток $I_p = (I_Y - I_\Delta)/n_T = I_0/n_T$, где n_T – коэффициент трансформации ТТ. Следовательно, в дифференциальной цепи общей продольной дифференциальной защиты трансформатора проходит его намагничивающий ток. Это означает, что в зоне защиты имеется ветвь с током, не включенным в цепь дифференциальной защиты.

В нормальном режиме работы трансформатора его намагничивающие токи малы ($0,03-0,05I_{ном}$) и могут не учитываться при выполнении защиты.

Однако при скачкообразном возрастании напряжения на трансформаторе, при его включении на холостой ход, восстановлении напряжения после отключения близких внешних КЗ, а также при перенапряжениях, эти токи достигают больших значений ($5-8I_{ном}$) и называются *бросками тока намагничивания* (БНТ).

Для того, чтобы различить в дифференциальной цепи токи внутреннего КЗ, требующего срабатывания защиты, и БНТ, могущие привести к ложному срабатыванию, анализируются форма и гармонический состав этих токов.

Анализ кривых трехфазного БНТ показывает следующие его характерные особенности:

- БНТ, по крайней мере в двух фазах, носит апериодический характер;

- апериодический БНТ в пределах одного периода имеет только один максимум и существующую токовую паузу, в то время как ток КЗ – два максимума за период;

- в периодическом БНТ имеется бестоковая пауза, меньшая по длительности, чем при апериодическом броске;

- БНТ содержит высшие гармонические составляющие: вторую, третью и т.д., особенно велика доля второй гармоники. Даже в периодическом БНТ доля второй гармонической составляющей велика.

Поэтому современные устройства релейной защиты используют блокировку по второй гармонике. Обычно их доля не должна превышать 10–12 % первой гармоники.

5. Необходимость учета дополнительных составляющих тока небаланса.

При внешних КЗ и нагрузке обеспечить полный баланс вторичных токов, поступающих в реле, не удастся. Вследствие неравенства вторичных токов в реле в указанных режимах появляется ток небаланса, который может вызвать неправильную работу защиты.

Неравенство вторичных токов обуславливается: погрешностью ТТ; изменением коэффициента трансформации силового трансформатора при регулировании напряжения; неполной компенсацией неравенства вторичных токов в плечах защиты; наличием намагничивающих токов силового трансформатора, вносящих искажение в его коэффициент трансформации.

С учетом рассмотренных особенностей общей дифференциальной защиты трансформатора ток срабатывания выбирается большим из двух условий:

- **отстройки** от возникающего при скачкообразном возрастании напряжения на трансформаторе БНТ, который оценивается кратностью относительно номинального тока:

$$I_{сз} \geq k \cdot I_{ном},$$

где k – коэффициент, принимаемый в зависимости от способа идентификации БНТ (0,3–6);

- **отстройки** от расчетного тока небаланса, определяемого при токах внешнего КЗ или качаний:

$$I_{сз} \geq k_{зап} \cdot I_{нбрасч},$$

где $k_{зап}$ – коэффициент запаса, учитывающий погрешности реле, ошибки расчета и необходимый запас (1,3–1,5).

Для повышения чувствительности дифференциальной защиты и вместе с тем для более надежной отстройки от токов небаланса применяются реле, включенные через быстронасыщающиеся вспомогательные трансформаторы, и реле с торможением.

6.5. ПОПЕРЕЧНЫЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

Поперечная дифференциальная токовая направленная защита применяется на двухцепных параллельных линиях с одинаковыми или приблизительно одинаковыми параметрами, подключаемых к шинам через отдельные для каждой цепи выключатели.

В поперечных дифференциальных токовых направленных защитах непосредственно сравниваются комплексы электрических величин одноименных фаз или одноименных симметричных составляющих параллельных цепей. Поэтому для пояснения принципа и основных особенностей выполнения защиты достаточно однофазной схемы замещения двухцепной линии AB в общем случае с двухсторонним питанием (рис. 6.10). Условные положительные направления токов, как обычно, приняты от шин, где установлены защиты, в линию. Защиты устанавливаются с двух сторон линии и должны действовать на отключение выключателей только поврежденной цепи. Предполагается, что в цепях линии установлены $TA1-TA4$ с одинаковыми коэффициентами трансформации n_T , которые соединены однотипными проводами дифференциально, т.е. так, чтобы к органам защиты подводилась разность вторичных токов одноименных фаз $I_{pI} = I_{I2} - I_{II2}$, $I_{pII} = I_{III2} - I_{IV2}$. В качестве измерительных, выбирающих поврежденную цепь при КЗ на линии используют органы направления мощности, обозначенные как измерительные органы фаз (ИОФ), также включаемые на геометрическую разность токов одноименных фаз двух параллельных цепей и соответствующее напряжение. В схеме защиты оказываются необходимыми и пусковые органы тока (ПОТ).

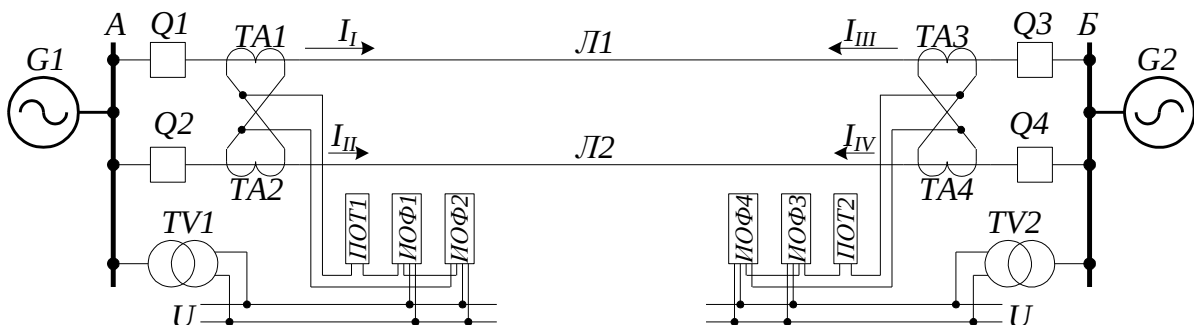


Рис. 6.10. Подключение ПОТ и ИОФ к измерительным трансформаторам TA и TV

В защите от междуфазных КЗ ИОФ включается по 90° схеме. Напряжения к ИОФ подводятся от трансформатора TV , установленного на шинах подстанции.

Комплект ИОФ 1 включен на ток $I_{pI} = I_{I2} - I_{II2}$, а ИОФ2 – на ток $I_{pI} = I_{II2} - I_{I2}$; а комплект ИОФ 3 и ИОФ 4 – аналогично на токи $I_{p3} = I_{III2} - I_{IV2}$ и $I_{p4} = I_{IV2} - I_{III2}$.

В режиме нагрузки, как и при внешних КЗ, например в $K1$ (рис. 6.11, а), токи в обеих цепях линии имеют одно направление и равны, а в защите и в реле $I_p = 0$. Защита не срабатывает и, следовательно, по принципу выполнения является абсолютно селективной защитой. При КЗ в пределах защищаемых линий (рис. 6.11, б) в зависимости от того, на какой из цепей расположено КЗ ($K2$ или $K3$), фаза токов I_{p1} и I_{p2} изменяется на противоположную (рис. 6.11, в, г). Поэтому ИОФ могут четко определять поврежденную цепь. Если при КЗ на $Л1$ ($K2$) и токе I_{p1} срабатывает ИОФ 1 и отключает выключатель $Q1$, то при КЗ на $Л2$ ($K3$) будет срабатывать ИОФ 2 и отключать выключатель $Q2$. Аналогично действуют органы защиты в комплекте противоположного конца линии.

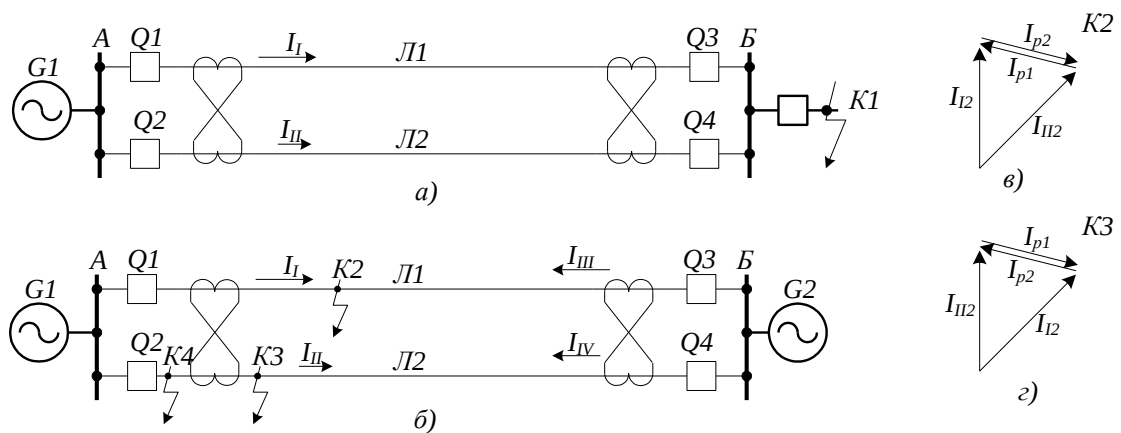


Рис. 6.11. Распределение токов при внешних КЗ (а), КЗ на защищаемой линии (б), векторные диаграммы токов при КЗ в $K2$ (в) и $K3$ (г)

При дифференциальном включении ИОФ в его цепи тока практически всегда проходит ток небаланса $I_{нб}$, обусловленный разностью намагничивающих токов групп ТТ. Пусковой орган тока защиты отстраивается от токов небаланса и разрешает защите действовать только при возникновении КЗ в пределах защищаемой линии.

Поперечная дифференциальная токовая направленная является абсолютно селективной защитой: в режиме без КЗ и при внешних КЗ

защите не позволяет срабатывать пусковой орган. Измерительный орган при КЗ в зоне определяет поврежденную линию.

Повреждение между выключателем и ТТ ТА (К4) защитой воспринимается как внешнее. Зона действия защиты ограничена ТТ, установленными по концам защищаемой линии.

Особенности поперечной дифференциальной токовой направленной защиты

При отключении одной из цепей (рис. 6.12, а) в защите проходит ток второй цепи $I_{3A} = I_{II}$ – защита перестает быть дифференциальной и становится токовой направленной без выдержки времени. Для предотвращения ее ложного срабатывания без КЗ ток срабатывания следует выбрать больше максимального рабочего. Однако при внешних КЗ в защите проходит ток КЗ $I_{II} = I_K$, который может привести к срабатыванию. Поэтому при отключении одной из параллельных ветвей защита должна автоматически выводиться из действия для исключения ее излишних срабатываний. При одностороннем питании одной из цепей (рис. 6.12, б) комплект защиты противоположной стороны должен выводиться оперативно из работы персоналом во избежание излишних срабатываний при внешних КЗ.

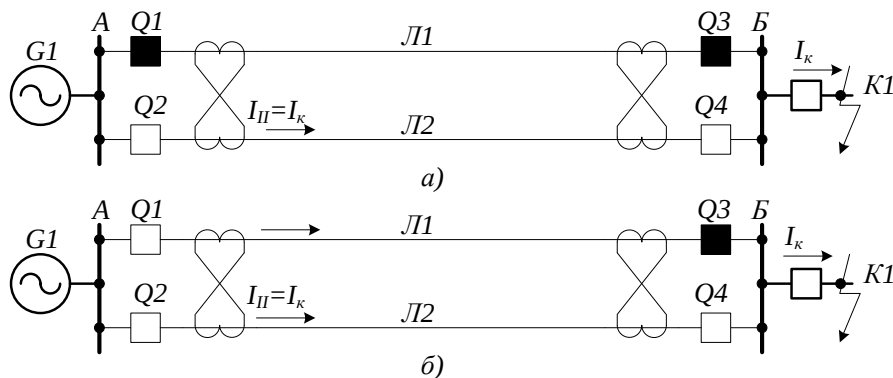


Рис. 6.12. Поведение защиты при отключении $L1$ (а) и при отключении выключателя $Q3$ (б)

Поперечная дифференциальная токовая направленная защита в общем случае не может быть основной защитой двухцепных линий, а может быть лишь дополнительной к основной, работающей как в режиме двух цепей, так и при отключении одной из них.

Зоны каскадного действия и «мертвые» зоны. Каскадной называется такая работа защиты, когда комплект защиты с одной стороны линии может

и начинает работать только после отключения выключателя противоположной стороны. До отключения выключателя противоположной стороны в комплексе защиты, работающем каскадно, ток защиты I_3 оказывается меньше ее тока срабатывания. Часть линии, в пределах которой КЗ отключаются защитой каскадно, называется *зоной каскадного действия*.

При перемещении точки КЗ по верхней цепи от шин подстанции A к B (рис. 6.13, a) ток I_I снижается, а I_{II} растет. Ток в защите I_{3A} , равный разности этих токов, уменьшается до нуля при КЗ у шин подстанций B . Поэтому на участке $l_{кА}$, где $I_{3A} < I_{с3А}$, защита A не срабатывает. В защите B (рис. 6.13, b) ток $I_{3B} = I_{III} - (-I_{IV}) = 2I_{II}$, наоборот, значителен, и комплект B срабатывает и отключает выключатель $Q3$. После этого весь ток КЗ направляется по одной цепи и, если $I_{3A} > I_{с3А}$ (рис. 6.13, $в$) защита A срабатывает и отключает выключатель $Q1$. Каскадная работа обусловлена конечной чувствительностью ПОТ – необходимостью выбора $I_{с3} > 0$.

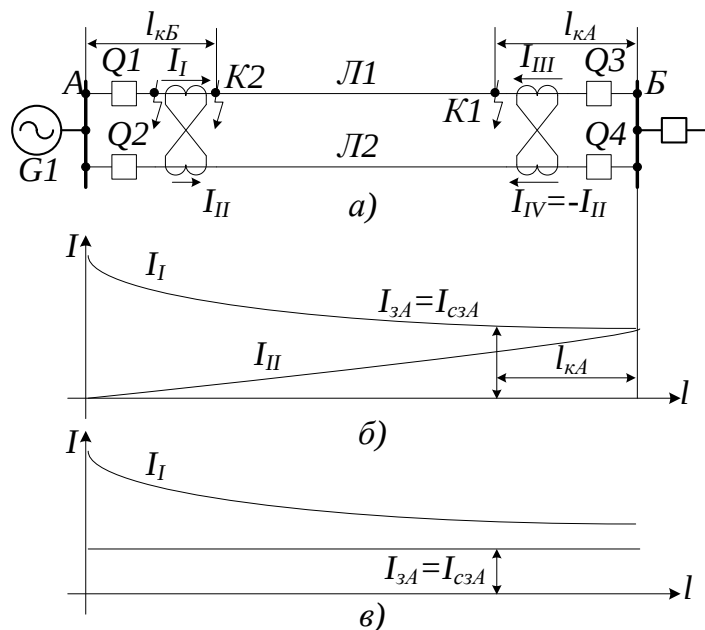


Рис. 6.13. Зона каскадного действия (a), токи I_I , I_{II} в цепях линии и защите I_{3A} до отключения (b) и после отключения выключателя $Q3$ ($в$)

Значение зоны каскадного действия $l_{кА}$ определяется как $l_{кА} = I_{с3А} \cdot l / I_{к(K1)}$, где $I_{к(K1)}$ определяется приближенно при КЗ на шинах подстанции B .

При КЗ у шин подстанции A в $K2$ аналогично работает защита B – каскадно после отключения выключателя $Q1$. Зона каскадного

действия защиты B определяется как $I_{KB} = I_{сзБ} \cdot l / I_{K(2)}$, где $I_{K(2)}$ принимается приближенно равным току при КЗ на шинах A . Таким образом, зоны каскадного действия соответствующих комплектов расположены у шин противоположных подстанций.

Время отключения КЗ $t_{отк}$ определяется временем срабатывания защиты $t_{сз}$ и временем отключения выключателя $t_{ов}$. При $t_{сзА} = t_{сзБ}$ и одинаковых $t_{ов}$ при КЗ вне зоны каскадного действия время отключения $t_{отк} = t_{сзА} + t_{ов} = t_{сзБ} + t_{ов}$, а при каскадном действии $t_{отк} = t_{сзА} + t_{ов} + t_{сзБ} + t_{ов} = 2t_{отк}$.

При каскадной работе защиты повреждение ликвидируется селективно, но увеличивается время отключения КЗ.

При КЗ в зоне каскадного действия защиты B ($K2$) в защите A действует ИОФ на отключение выключателя $Q1$. После отключения выключателя $Q1$ ток $I_{сзА} = I_{II}$ ($I_I = 0$), ИОФ переориентируется на отключение выключателя $Q2$ до отключения выключателя.

Для предотвращения отключения неповрежденной линии при КЗ в зоне каскадного действия необходимо сразу же после отключения выключателя поврежденной линии автоматически выводить из работы подействовавший комплект.

«Мертвая» зона защиты $l_{мз}$ наблюдается при 90° схеме включения ИОФ при $K^{(3)}$ вблизи места установки защиты, обусловлена конечной чувствительностью ИОФ и определяется $U_{срмин} > 0$. При $K^{(3)}$ в т. $K2$ (рис. 6.13, a) комплект A отказывает, т.к. КЗ находится в «мертвой» зоне его ИОФ. Комплект B также отказывает, т.к. может сработать лишь каскадно, после отключения выключателя $Q1$, т.е. трехфазное КЗ на линии рассматриваемой защиты не отключается.

При КЗ в «мертвой» зоне комплекта он отказывает. При КЗ в «мертвой» зоне одного комплекта и в зоне каскадного действия комплекта у шин противоположной подстанции не сработают оба комплекта.

Алгоритм функционирования

Ток срабатывания токового ПОТ, включенного на полные токи фаз, выбирается из следующих условий:

1) ток срабатывания защиты должен быть отстроен (выбран большим) от максимального расчетного тока небаланса $I_{нбmax}$ при внешнем КЗ на шинах противоположной подстанции $I_{сз} = k_{зап} \cdot I_{нбmax}$. Ток

небаланса определяется различием погрешностей ε измерительных ТТ, а также неравенством сопротивлений параллельных линий.

При одинаковых параметрах учитывается только первая составляющая. В этом случае:

$$I_{сз} \geq k_{зап} \cdot k_{одн} \cdot k_{ап} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.вн.мах} / 2,$$

где коэффициент запаса $k_{зап} = 1,2$; коэффициент однотипности $k_{одн} = 0,5$ (ТТ двух цепей обычно однотипны); коэффициент апериодичности $k_{ап} = 2-3$ (защита без выдержки времени); полная погрешность $\varepsilon = 0,1$; максимальный ток внешнего КЗ $I_{к.вн.мах}$ (по каждой цепи проходит половина этого тока).

2) Ток срабатывания ПОТ должен быть определен с учетом необходимости его возврата после отключения внешнего КЗ в режиме работы линии с односторонним отключением одной из линий (рис. 6.14, а). В таком режиме комплект защиты А выведен из действия оперативно, например снятием накладки, но при внешнем КЗ его ПОТ срабатывает. Если не будет обеспечен после отключения внешнего КЗ его возврат при рабочем максимальном токе $I_{раб.мах}$ в линии, то при оперативном вводе защиты она может ложно сработать. Поэтому

$$I_{сз} = k_{зап} \cdot I_{раб.мах} / k_v.$$

На линии с односторонним питанием на приемной стороне (комплект Б) пусковой орган можно не отстраивать от $I_{раб.мах}$, т.к. ИОФ не сработает на отключение выключателя Q4: $I_{IV} = 0$, I_{III} направлен к шинам.

3) Необходимо также обеспечить несрабатывание защиты неповрежденной линии при каскадном отключении несимметричных КЗ вида $K^{(1)}$ или $K^{(1,1)}$. В этом случае в неповрежденных фазах проходят токи, получающиеся в результате наложения токов предшествующего режима и токов повреждения, а полные токи могут оказаться даже больше рабочих максимальных. Поэтому $I_{сз} > k_{зап} \cdot I_{неповр.ф.}$.

Определяющим является условие, из которого получается большее значение $I_{сз}$.

Чувствительность ПОТ определяется при всех включениях выключателей параллельных цепей и после отключения одного из выключателей при каскадной работе защиты.

При всех включенных выключателях определяется коэффициент чувствительности $k'_ч$ при КЗ в т. К1 равной чувствительности: чувствительность комплекта А равна чувствительности комплекта Б (рис. 6.14, б).

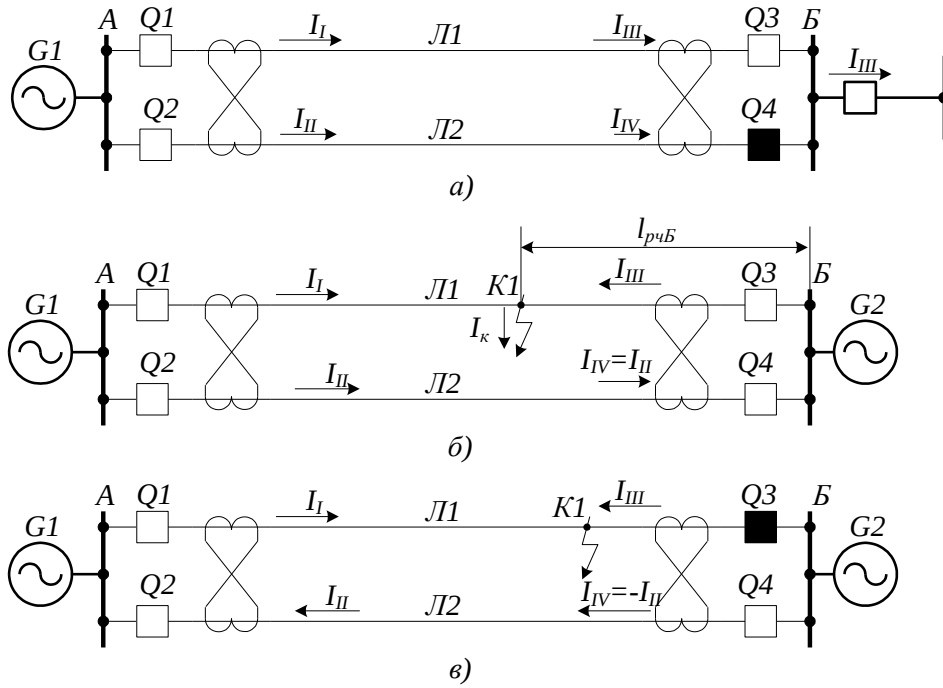


Рис. 6.14. Работа ИОФ в защите приемной стороны (а), определение $l_{pчБ}$ (б), проверка $k_{ч}$ в каскаде (в)

При перемещении КЗ от точки равной чувствительности в любую сторону, чувствительность одного из комплектов повышается. Чувствительность второго комплекта одновременно снижается и при КЗ вблизи шин становится равной нулю, но при этом комплект может работать каскадно. Точка равной чувствительности расположена, например, от шин B на расстоянии $l_{pчБ}$, определяемом решением системы уравнений:

$$\begin{aligned} I_K &= I_I + I_{III} = I_I - I_{II} = I_{III} - I_I = I_{3A} + I_{3B}; \\ I_I \cdot Z_1 \cdot (-l_{pч}) &= I_{II} \cdot Z_1 \cdot l + I_{III} \cdot Z_1 \cdot l_{pч}; \\ l_{pч} &= l \cdot I_{3A} / I_K; \quad k'_{ч} = I_{3A} / I_{с3A} = I_{3B} / I_{с3B}; \\ I_{3B} &= I_{3A} \cdot I_{с3B} / I_{с3A}; \\ l_{pч} &= l \cdot I_{3A} / (I_{с3A} + I_{с3B}). \end{aligned}$$

При $I_{с3A} = I_{с3B}$ длина $l_{pчБ} = 0,5l$ и, следовательно,
 $k'_{ч} = I_{3A} / I_{с3A} = I_{3B} / I_{с3B} \geq 2$.

В режиме каскадного отключения коэффициент чувствительности $k''_{ч}$ определяется после отключения выключателя, например, у шин подстанции, противоположной месту установки защиты (рис. 6.14, в):

$$k''_{ч} = I_{3A} / I_{с3A} \geq 1,5.$$

При $k'_{ч} \geq 2$ выполняется условие $l_K < 0,5$.

Принципиальная схема поперечной дифференциальной токовой направленной защиты подстанции для линии 35 кВ приведена на рис. 6.15. Защита выполняется от всех многофазных КЗ двухфазной двухрелейной.

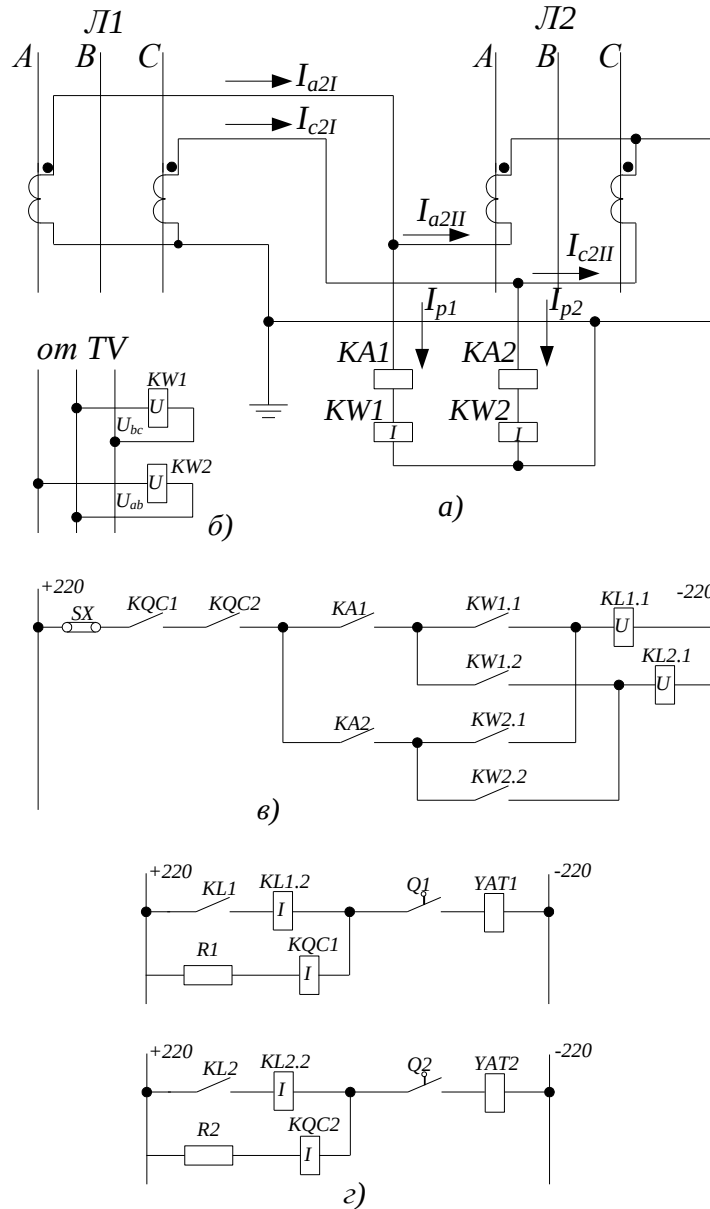


Рис. 6.15. Принципиальные схемы цепей тока (а), напряжения (б), оперативного тока защиты (в) и выключателей (г)

В качестве пусковых используются реле тока KA1 и KA2 (рис. 6.15, а), включенные на разность токов параллельных линий в фазах А и С: $I_{p1} = I_{a2I} - I_{a2II}$ и $I_{p2} = I_{c2I} - I_{c2II}$. В качестве ИОФ используются реле направления мощности KW1 и KW2 двухстороннего действия, включенные на эти токи и напряжения $U_{p1} = U_{bc}$ и $U_{p2} = U_{ab}$, т.е. по 90° схеме.

В нормальном режиме и при внешних КЗ реле КА не работают, т.к. $I_p = I_{нб}$ и меньше их тока срабатывания.

Контакты реле $KW1$ и $KW2$, подготавливающие цепи на отключение выключателя $Q1$, замыкаются в следующих режимах: токи I_I и I_{II} совпадают с условными положительными направлениями и $|I_I| > |I_{II}|$; ток $I_{II} = 0$, а I_I совпадает с условным положительным направлением; ток I_{II} противоположен этому направлению, что соответствует $I_I = -(-I_{II})$; то $I_I = 0$, и I_{II} противоположен условному положительному направлению.

Аналогично могут быть определены режимы, при которых замыкаются контакты $KW1.2$ и $KW2.2$, подготавливающие цепи отключения выключателя $Q2$.

Защита введена в работу при замкнутой цепи накладки SX , снимаемой при оперативном выводе защиты, замкнуты контакты реле положения выключателей $KQC1$ и $KQC2$. Действительно, при включенном выключателе $Q1$ замкнут его сигнальный контакт, и реле $KQC1$ находится в возбужденном состоянии – положении после срабатывания. При отключении выключателя его сигнальный контакт размыкается, обесточенное KQC возвращается, размыкая цепь оперативного тока защиты.

При КЗ на линии $Л1$, например между фазами A и B , срабатывают реле $KA1$ и $KW1$ (рис. 6.15, *а*). При этом замыкаются контакты $KA1$ и $KW1.1$, что приводит к срабатыванию реле $KL1$ – обтекает ток его рабочая обмотка $KL1.1$ (рис. 6.15, *в*). При замыкании его контакта $KL1$ подается напряжение на электромагнит отключения $YAT1$, отключается выключатель $Q1$ и возвращается реле $KQC1$. Удерживающая обмотка $KL1.2$ реле $KL1$ исключает срыв отключающего воздействия при возможной вибрации контактов реле $KW1$ или $KW2$.

При возврате $KQC1$ с защиты снимается оперативный $+$, что исключает излишнее срабатывание при каскадном действии защиты.

Поперечная дифференциальная токовая направленная защита обладает селективностью в сетях любой конфигурации только в режиме работы двух линий $Л1$ и $Л2$. Поэтому она часто называется **дополнительной быстродействующей защитой**. При КЗ в зоне каскадного действия время отключения увеличивается, что особенно важно при медленнодействующих выключателях.

Чувствительность защиты, определяемая пусковыми органами, во многих случаях оказывается достаточной. Измерительный орган направления отказывает в действии при $K^{(3)}$ вблизи места установки защиты: защита имеет «мертвую» зону.

В настоящее время защита используется для линий напряжением $U_{ном} \leq 35$ кВ, реже для линий 110 кВ или как дополнительная при КЗ на землю.

ЧАСТЬ 7

ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

7.1. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ С БОЛЬШИМ ТОКОМ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Для защиты линий от КЗ на землю (однофазных и двухфазных) применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является преобладающим. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных.

Ток и напряжение нулевой последовательности в какой-либо точке сети равны:

$$I_0 = \frac{1}{3} \overrightarrow{I_A + I_B + I_C};$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \overrightarrow{U_A + U_B + U_C},$$

где $I_A, I_B, I_C, U_A, U_B, U_C$ – фазные токи и напряжения в той точке сети, в которой определяются U_0 и I_0 .

Из этих выражений следует, что если геометрическая сумма фазных токов или фазных напряжений равна нулю, то U_0 и I_0 также равны нулю. Поэтому в нормальном режиме, при качаниях и КЗ между фазами U_0 и I_0 отсутствуют и возникают только при замыканиях на землю или неполнофазных режимах, когда нарушается симметрия фазных токов и напряжений в сети.

Рассмотрим связь между составляющими нулевой последовательности и полными фазными токами и напряжениями при однофазном КЗ.

Например, при КЗ на фазе A (рис. 7.1) токи в месте повреждения равны: $I_A = I_K; I_B = 0; I_C = 0$. Отсюда $I_0 = \frac{1}{3} I_A = \frac{1}{3} I_K \rightarrow I_K = 3I_0$.

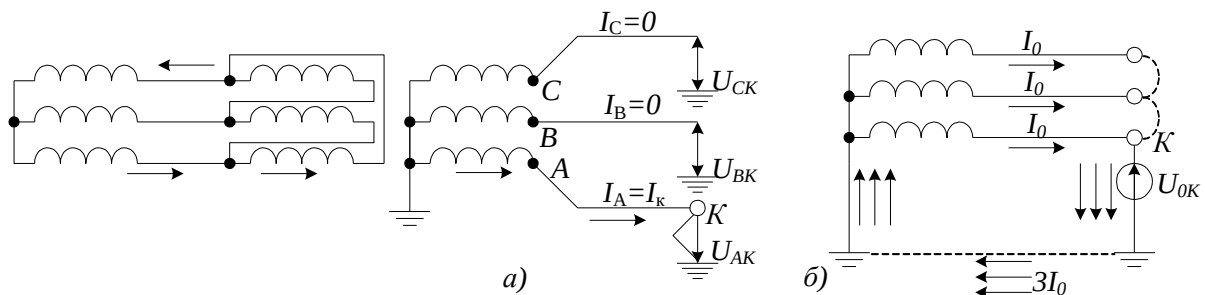


Рис. 7.1. Однофазное КЗ в сети (а) и прохождение токов I_0 под действием U_{0K} (б)

Напряжение поврежденной фазы в месте КЗ (т. K) $U_{AK} = 0$, т.к. эта фаза связана с землей. Отсюда $U_0 = \frac{1}{3} \dot{U}_B + \dot{U}_C$.

Таким образом, при однофазном КЗ ток нулевой последовательности равен $1/3$ тока КЗ, проходящего в месте повреждения, и совпадает с ним по фазе, а напряжение U_{0K} в т. K равно $1/3$ геометрической суммы падений напряжений неповрежденных фаз.

Для анализа работы защит нулевой последовательности и расчета токов КЗ необходимо определять распределение (пути прохождения) токовой нулевой последовательности в конкретных схемах сети.

Источником появления токов нулевой последовательности можно считать напряжение U_{0K} , появляющееся на каждой фазе в месте КЗ. Под влиянием этого напряжения в каждой фазе возникают токи I_0 . Они замыкаются по контуру фаза-земля через место повреждения и заземленные нейтрали.

Т.к. неповрежденные фазы не связаны с точкой повреждения непосредственно, то для образования контура циркуляции токов I_0 необходимо представить, что в месте замыкания на землю имеется условное соединение между всеми фазами (пунктир на рис. 7.1). Тогда в месте замыкания на землю проходит ток, равный сумме токов нулевой последовательности I_0 всех трех фаз, который и является действительным током повреждения $I_K = 3I_0$. Этот ток направляется через землю к заземленным нейтральям трансформаторов и через них возвращается в фазы сети.

Таким образом, при замыканиях на землю появление токов I_0 возможно только в сети, где имеются трансформаторы с заземленными нейтральями.

При нескольких заземленных нейтральных ток нулевой последовательности, возникший в месте повреждения, разветвляется между нейтральями обратно пропорционально сопротивлениям их ветвей.

На рис. 7.2 показаны некоторые характерные случаи распределения токов нулевой последовательности к схемам сети. Направление токов, проходящих к месту КЗ, принято положительное.

Если заземлена нулевая точка трансформатора только с одной стороны ЛЭП (рис. 7.2, а), то при замыкании на землю на этой линии токи нулевой последовательности проходят только на участке между местом повреждения и заземленной нулевой точкой.

Если же заземлены нулевые точки трансформаторов с двух сторон рассматриваемого участка (рис. 7.2, б), то токи нулевой последовательности проходят по нему с обеих сторон от места КЗ.

Это позволяет сделать вывод, что распределение токов нулевой последовательности в сети определяется расположением не генераторов, а заземленных нейтралей.

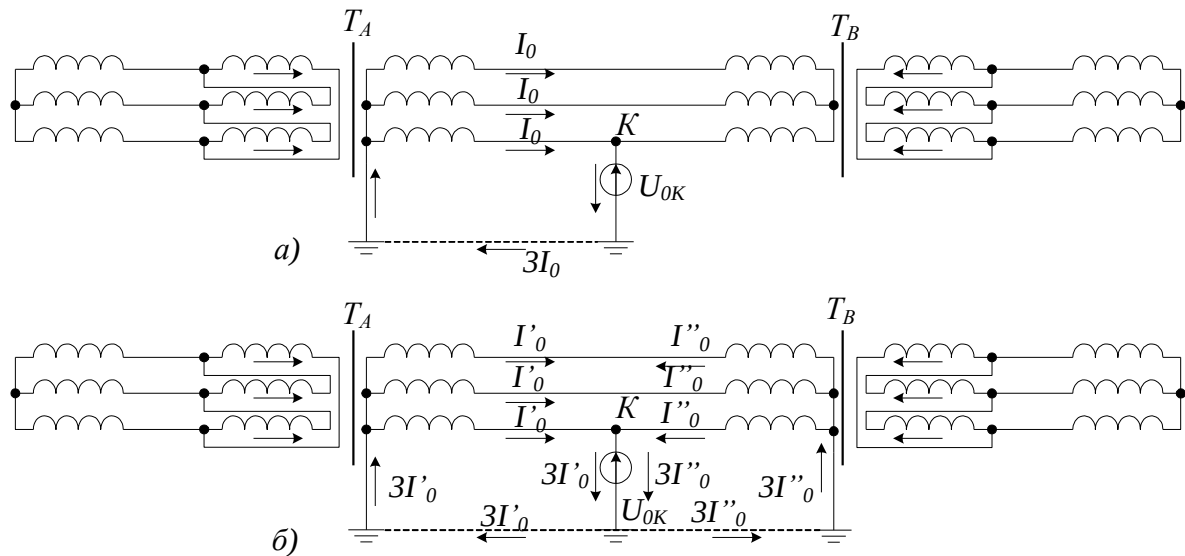


Рис. 7.2. Распределение токов нулевой последовательности при однофазном КЗ:
 а – при заземлении нейтрали с одной стороны линии; б – при заземленных нейтралях с обеих сторон линии

Если трансформатор имеет соединение обмоток звезда-треугольник, то замыкание на землю на стороне треугольника не вызывает токов нулевой последовательности на стороне звезды. Поэтому защиты, установленные в сети звезды, не действуют при замыкании на землю в сети треугольника.

Если сети различных напряжений связаны трансформатором, имеющим соединение обмоток звезда-звезда, с заземленными нулевыми точками обеих обмоток, то замыкание на землю в сети одной звезды вызывает появление токов нулевой последовательности в сети второй звезды. Для устранения этой связи необходимо разземлить нейтраль одной из обмоток трансформатора T_B .

Из схемы замещения нулевой последовательности (рис. 7.3, б) следует, что напряжение U_0 в какой-либо точке сети, например в т. P , всегда меньше напряжения U_{0K} в т. K (КЗ) на величину падения напряжения в сопротивлении $x_{0(K-P)}$ между точками K и P , т.е.: $U_{0P} = U_{0K} - I_0 \cdot x_{0(K-P)}$.

Таким образом, чем дальше отстоит т. P от места повреждения K , тем меньше напряжение U_{0P} .

В месте заземленных нейтралей трансформаторов (т. H) напряжение $U_{0H} = 0$, т.к. т. H непосредственно связана с землей. Зависимость $U_{0P} = f(l_{K-P})$ имеет линейный характер и представлена на рис. 7.3, в. Для сравнения на рис. 7.3 показано изменение напряжения поврежденной фазы U_A в зависимости от расстояния до т. K . Напряжение U_0 в т. P можно определить как падение напряжения от т. H до т. P в сопротивлении $x_{0(H-P)}$ по выражению: $U_{0P} = I_0 \cdot x_{0(H-P)}$.

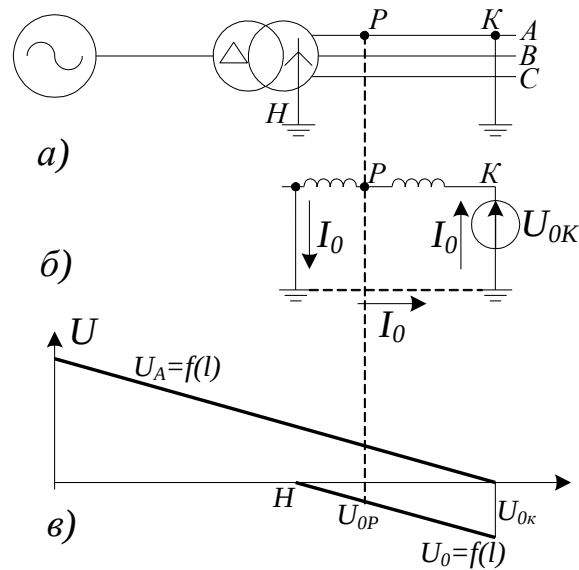


Рис. 7.3. Пояснение к распределению токов нулевой последовательности:

a – однофазное КЗ; b – схема замещения нулевой последовательности;

$в$ – зависимость $U_A = f(l)$ и $U_0 = f(l)$

Максимальная токовая защита нулевой последовательности

Защита (рис. 7.4) состоит из пускового реле 1 и реле времени 2. Реле 1 включается на фильтр тока нулевой последовательности, в качестве которого обычно используется нулевой провод ТТ, соединенных по схеме полной звезды. Реле времени 2 создает выдержку времени, необходимую по условию селективности.

Ток в реле 1 равен сумме вторичных токов трех фаз; пренебрегая погрешностью ТТ, получаем:

$$I_p = I_a + I_b + I_c = \frac{I_A + I_B + I_C}{n_T} = \frac{3I_0}{n_T}.$$

Ток в пусковом реле защиты появляется только в том случае, когда имеется ток I_0 . Поэтому защита нулевой последовательности, показанная на рис. 7.4, может работать только при однофазных и двухфазных КЗ на землю.

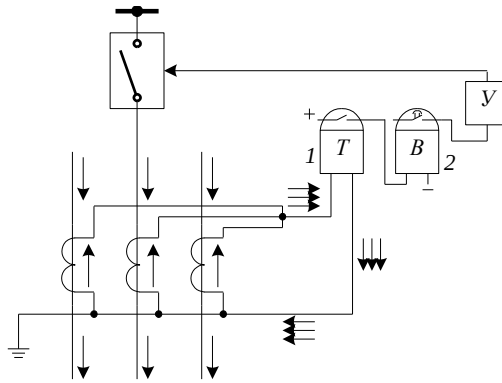


Рис. 7.4. Схема токовой нулевой последовательности

При междупазных КЗ (без «земли»), а также при нагрузке и качаниях защита нулевой последовательности не действует, поскольку в этих режимах сумма токов $I_A + I_B + I_C = 0$ и ток I_0 отсутствует.

Важным преимуществом защиты нулевой последовательности является то, что она не реагирует на нагрузку. Благодаря этому ее не требуется отстраивать от токов нормального режима и перегрузок, что позволяет обеспечить высокую чувствительность этой защиты по сравнению с защитами, реагирующими на фазные токи.

Однако в действительности работа защиты осложняется погрешностью ТТ, обусловленной их током намагничивания.

Поэтому в режимах, когда имеет место баланс первичных токов ($I_A + I_B + I_C = 0$), сумма вторичных токов $I_a + I_b + I_c \neq 0$.

В нулевом проводе и пусковом реле защиты появляется остаточный ток, называемый током небаланса ($I_{нб}$), который может вызвать нежелательное действие защиты при отсутствии тока I_0 .

Значение $I_{\text{нб}}$ можно найти, если учесть токи намагничивания ТТ, тогда:

$$I_P = \left(\frac{I_A - I_{A_{\text{нам}}}}{n_T} \right) + \left(\frac{I_B - I_{B_{\text{нам}}}}{n_T} \right) + \left(\frac{I_C - I_{C_{\text{нам}}}}{n_T} \right) =$$

$$= \frac{I_A + I_B + I_C}{n_T} - \left(\frac{I_{A_{\text{нам}}} + I_{B_{\text{нам}}} + I_{C_{\text{нам}}}}{n_T} \right).$$

Второй член в выражении является током небаланса. Обозначив его $I_{нб}$ и выразив первый член через I_0 , получим:

$$I_p = \frac{3I_0}{n_T} - I_{H\phi}.$$

Последнее выражение показывает, что ток в пусковом реле защиты состоит из двух слагающих: одно обусловлено первичным током I_0 и

второе – погрешностью ТТ. Последнее искажает величину тока $3I_0$, на которую реагирует защита.

Ток небаланса равен сумме намагничивающих токов ТТ:

$$I_{\text{нб}} = \frac{I_{\text{Анам}} + I_{\text{Внам}} + I_{\text{Снам}}}{n_T}.$$

Сумма намагничивающих токов обычно не равна нулю. Это объясняется тем, что токи намагничивания имеют несинусоидальную форму и, кроме того, различаются по величине и фазе вследствие нелинейности и неидентичности характеристик намагничивания и неравенства в величине вторичных нагрузок ТТ различных фаз.

За расчетное значение для определения $I_{\text{нбмакс}}$ следует принимать ток трехфазного КЗ. Для ограничения тока небаланса необходимо работать в ненасыщенной части характеристики намагничивания и иметь одинаковые токи намагничивания во всех фазах. Чтобы обеспечить эти условия, ТТ, питающие защиту, должны:

- удовлетворять условию 10 %-ной погрешности при максимальном значении тока трехфазного КЗ в начале следующего участка;
- иметь идентичные характеристики намагничивания на всех трех фазах;
- иметь одинаковые нагрузки вторичных цепей во всех фазах.

В неустановившихся режимах под влиянием апериодического тока КЗ токи намагничивания, а вместе с ними и токи небаланса могут значительно возрасти, что необходимо учитывать при выборе параметров защит, работающих без выдержки времени.

Чтобы исключить действие защиты от токов небаланса, величину тока срабатывания пусковых реле защиты выбирают больше тока небаланса.

Уставки защиты

Время действия защиты выбирается по ступенчатому принципу и нарастает от приемного конца в сторону расположения трансформаторов с заземленной нейтралью (рис. 7.5):

$$t_3 < t_2 < t_1.$$

Если сети высшего и низшего напряжений связаны между собой через трансформатор $T-3$ с соединением обмоток Y/Δ или Y/Y , то защита нулевой последовательности 3, установленная на трансформаторе $T-3$, может быть мгновенной, поскольку она не действует при КЗ и замыканиях на землю на стороне низшего напряжения. В результате этого выдержки времени (t_2 и t_1) остальных защит нулевой последовательности существенно уменьшаются и получаются меньше, чем t' у защит от

междуфазных КЗ, реагирующих на фазный ток (рис. 7.5). Это объясняется тем, что последние действуют при КЗ за трансформатором, вследствие чего их приходится согласовывать по времени с защитами на стороне низшего напряжения трансформаторов (рис. 7.5). Если же связь между сетями разного напряжения осуществляется через автотрансформатор $T-3$, то при замыкании на землю в сети одного напряжения ток I_0 появляется в обеих сетях. Поэтому выдержки времени защиты нулевой последовательности сети одного напряжения должны согласовываться с защитами сети другого напряжения.

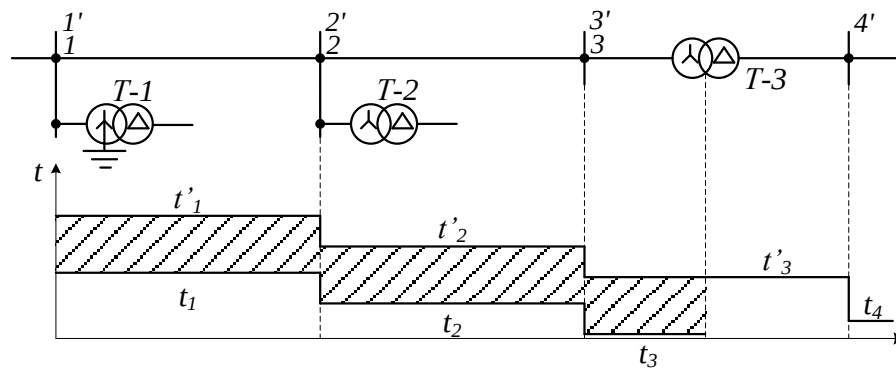


Рис. 7.5. Ступенчатый принцип выбора выдержек времени максимальной токовой защиты нулевой последовательности: 1', 2', 3', 4' – максимальные токовые защиты; 1, 2, 3 – максимальные токовые защиты нулевой последовательности

В этих условиях защита 3, работающая в предыдущем случае без выдержки времени ($t_3 = 0$), будет иметь теперь $t_3 = t_4 + \Delta t$, т.е. время действия защит, реагирующих на ток I_0 , увеличивается, и получается равным времени действия максимальных защит, реагирующих на фазный ток.

Ток срабатывания пусковых реле максимальной защиты нулевой последовательности выбирается из условия надежного действия защиты при КЗ в конце следующего участка и из условия отстройки от токов небаланса.

По первому условию $I_{сз} < 3I_{0\text{кмин}}$, а по второму $I_{сз} > 3I_{\text{нбмах}}$. Определяющим является второе условие, согласно которому

$$I_{сз} = k_{\text{зап}} \cdot I_{\text{нбмах}},$$

где $k_{\text{зап}} = 1,3 \div 1,5$. Ток $I_{\text{нбмах}}$ рассчитывается для нормального режима и для режима КЗ в зависимости от выдержки времени защиты. Если выдержка времени t_0 защиты нулевой последовательности превышает время действия $t_{\text{мф}}$ защит от междуфазных КЗ, установленных на следующем участке, то $I_{сз}$ защиты нулевой последовательности отстраивается только от небалансов в нормальном режиме, поскольку междуфазные

повреждения отключаются быстрее, чем может подействовать защита нулевой последовательности.

Если $t_0 < t_{\text{мф}}$, то защиту нужно отстраивать от небаланса $I_{\text{нб(к)}}$ при трехфазных КЗ в начале следующего участка. Отстройка ведется от максимального $I_{\text{нб(к)}}$ при установившемся режиме, поскольку защита действует с выдержкой времени 0,5 с и больше.

Если ТТ работают в прямолинейной части характеристики, то ток небаланса можно определить по следующей формуле:

$$I_{\text{нб}} = k_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{к}}^{(3)},$$

где $k_{\text{одн}}$ в зависимости от идентичности характеристик и нагрузок ТТ выбирается от 0,5–1; f_i – погрешность ТТ, при подборе их по 10 %-ным характеристикам принимается равным 0,1; $I_{\text{к}}^{(3)}$ – максимальное значение тока трехфазного КЗ, при повреждении в начале следующего участка.

Чувствительность защиты характеризуется коэффициентом чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{мин}}}{I_{\text{сз}}},$$

где $I_{0\text{мин}}$ – минимальный ток нулевой последовательности при однофазном или двухфазном КЗ на землю в конце второго участка.

Токовые направленные защиты нулевой последовательности

В сетях с заземленными нулевыми точками, расположенными с обеих сторон рассматриваемого участка сети, селективное действие максимальной токовой защиты нулевой последовательности можно обеспечить только при наличии органа направления мощности.

Направленные защиты нулевой последовательности действуют при КЗ на защищаемой линии и не работают при повреждениях на всех остальных присоединениях, отходящих от данной подстанции. Такое поведение защиты обеспечивается с помощью реле направления мощности, реагирующего на знак или направление мощности нулевой последовательности при КЗ.

Выдержки времени на защитах, действующих при одном направлении мощности, подбираются по ступенчатому принципу. На рис. 7.6 показаны размещение направленных защит нулевой последовательности и график их выдержек времени. Схема защиты представлена на рис. 7.7.

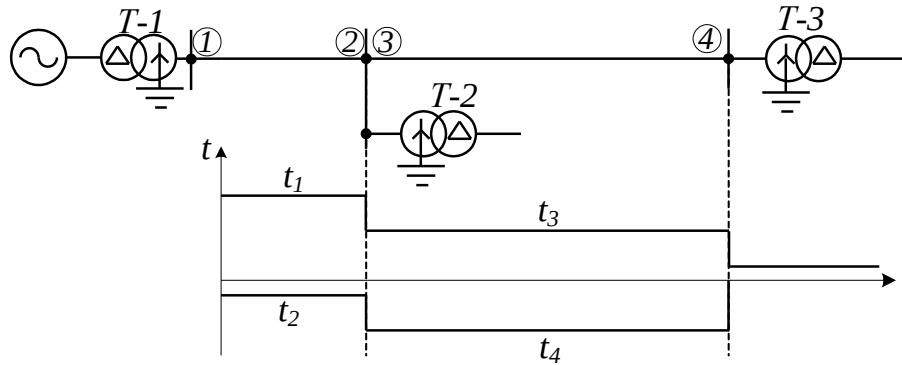


Рис. 7.6. Размещение максимальных направленных защит нулевой последовательности и график их выдержки времени

Защита состоит из токового реле 1, реагирующего на появление КЗ на землю, реле мощности 2, определяющего направление мощности при КЗ, и реле времени 3, создающего выдержку времени, необходимую по условию селективности.

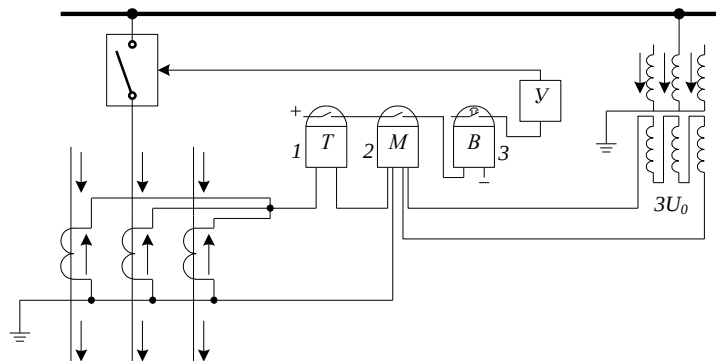


Рис. 7.7. Схема токовой направленной защиты нулевой последовательности

Пусковое реле и токовая обмотка реле мощности включаются в нулевой провод ТТ на ток $3I_0$, а обмотка напряжения питается напряжением $3U_0$ от разомкнутого треугольника трансформатора напряжения.

При таком включении реле 2 реагирует на мощность нулевой последовательности $S_0 = I_0 \cdot U_0$. Реле направления мощности реагирует на мощность:

$$S_p = U_p \cdot I_p \cdot \sin(\alpha - \varphi_p) = 3U_0 \cdot 3I_0 \cdot \sin(\alpha - \varphi_0),$$

где $\varphi_p = \varphi_0$ – угол сдвига фаз между U_p и I_p или U_0 и I_0 .

Рассмотрим поведение реле мощности в зависимости от вида КЗ. Для упрощения принято, что поврежденная линия разомкнута. За исходные

данные при построении диаграмм взяты векторы ЭДС эквивалентного генератора системы E_A , E_B , E_C , которые можно считать не изменяющимися при КЗ.

Однофазное КЗ (рис. 7.8, а) характеризуется следующими условиями:

1) в поврежденной фазе (например, А) под действием ЭДС E_A проходит ток КЗ $I_A = I_K$. Если принять активное сопротивление сети равным нулю, то ток I_A отстает от ЭДС E_A на 90° .

2) Токи в неповрежденных фазах I_B и I_C равны нулю.

3) Напряжение поврежденной фазы относительно земли в т. К $U_{AK} = 0$, поскольку эта фаза имеет глухое замыкание на землю.

4) Напряжения неповрежденных фаз U_B и U_C равны ЭДС этих фаз.

Для этих условий построена векторная диаграмма фазных токов и напряжений для места повреждения в т. К (рис. 7.8, б).

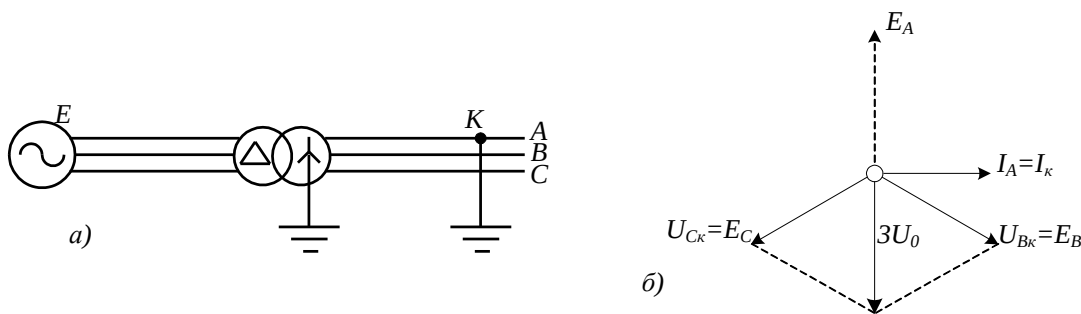


Рис. 7.8. Векторная диаграмма токов и напряжений при однофазном КЗ:

а – схема сети, б – диаграмма в т. К

Векторы $3I_0$ и $3U_0$ находятся путем геометрического сложения векторов фазных токов и напряжений. Вектор $I_{0K} = \frac{1}{3}I_A$ совпадает по направлению с I_A , а вектор $U_{0K} = \frac{1}{3}(U_{AK} + U_{CK})$. При принятых допущениях $U_{BK} + U_{CK} = -E_A$, поэтому $U_{0K} = \frac{1}{3}E_A$.

Из диаграммы 7.8, б следует, что ток I_{0K} опережает напряжение U_{0K} на 90° .

При двухфазном КЗ на землю (рис. 7.9, а) векторная диаграмма токов и напряжений в месте повреждения фаз В и С приведена на рис. 7.9, б.

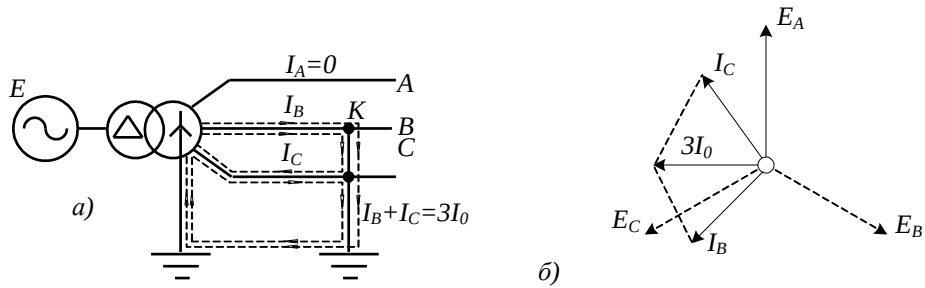


Рис. 7.9. Векторные диаграммы при двухфазном КЗ на землю:
 а – токораспределение при двухфазном КЗ; б – диаграмма в т. К

Этот вид повреждения характеризуется в месте КЗ следующими условиями: $U_{BK} = 0$; $U_{CK} = 0$; $I_A = 0$.

Напряжение в неповрежденной фазе $U_A = E_A$. В поврежденных фазах под действием ЭДС E_B и E_C проходят токи I_B и I_C . Каждый из этих токов состоит из двух составляющих. Одна составляющая замыкается по контуру поврежденных фаз В и С и обуславливается разностью $E_B - E_C$, а вторая – проходит по контуру поврежденная фаза-земля под действием E_B и E_C .

Векторы I_0 и U_0 находятся геометрическим суммированием фазных токов и напряжений:

$$U_{0K} = \frac{1}{3} U_{AK}, \quad I_{0K} = \frac{1}{3} \langle I_B + I_C \rangle.$$

Приведенные диаграммы построены с допущениями и являются приближенными. Более строго и точно подобные диаграммы могут быть построены на основе совместного решения уравнений, характеризующих данный вид повреждений.

Векторные диаграммы, особенно при однофазном КЗ, показывают, что при положительном φ_K угол φ_0 отрицателен. Это означает, что мощность S_0 и мощность КЗ в поврежденной фазе $S_{KЗ}$ имеют противоположные знаки.

Ток срабатывания пускового токового реле выбирается так же, как и у ненаправленной защиты нулевой последовательности. Чувствительность пускового реле защиты проверяется при КЗ в конце второго участка. На очень длинных линиях следует дополнительно проверять чувствительность реле мощности по выражению $k_{\text{ч}} = \frac{S_{\text{рмин}}}{S_{\text{ср}}}$, где $S_{\text{рмин}}$ – мощность на

зажимах реле в режиме, когда I_0 и U_0 имеют минимальное значение.

Выдержки времени направленной защиты выбираются по встречно-ступенчатому принципу (рис. 7.6). Каждая защита отстраивается от соседней защиты, действующей при одном направлении мощности, на ступень Δt : $t_1 = t_3 + \Delta t$.

Отсечки нулевой последовательности

Для ускорения отключения КЗ на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью применяются отсечки, реагирующие на ток нулевой последовательности. Принцип действия их такой же, как и у отсечек, реагирующих на фазный ток. Отсечки нулевой последовательности выполняются простыми токовыми и направленными, мгновенными и с выдержкой времени.

Токовые ненаправленные отсечки нулевой последовательности

Токовые (ненаправленные) отсечки нулевой последовательности применяются на линиях с односторонним прохождением тока I_0 при КЗ на землю, т.е. там, где заземленные нейтрали трансформаторов расположены с одной стороны линии (рис. 7.10).

Мгновенные отсечки нулевой последовательности отстраиваются от тока $3I_{0\max}$ при КЗ на землю на шинах противоположной подстанции по следующему выражению: $I_{сз} = k_{зап} \cdot 3I_{0\max}$.

Отсечки с выдержкой времени (реле 2 на рис. 7.10, а) отстраиваются по току и времени от мгновенной отсечки нулевой последовательности 3 следующей линии.

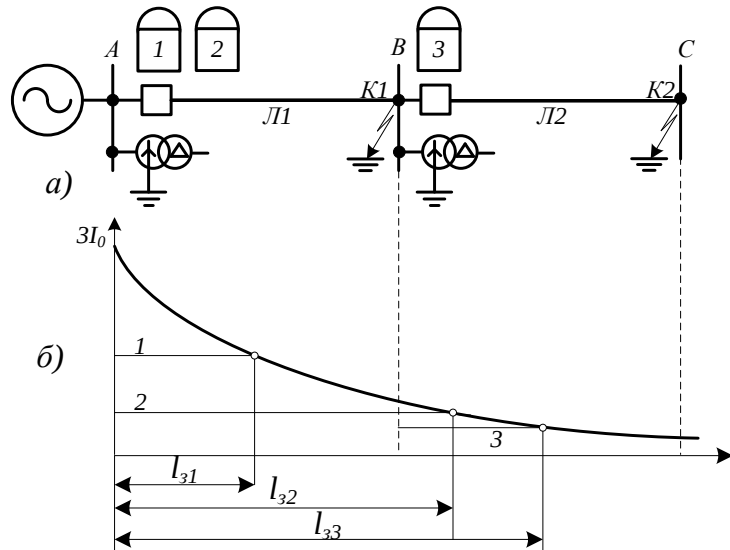


Рис. 7.10. Защита линии с помощью отсечек нулевой последовательности (а); зона действия этих защит (б)

При расположении нейтралей с одной стороны защищаемой линии Л1 ток $3I_0$ в отсечках 2 и 3 при КЗ на линии Л2 одинаков. Поэтому принимается, что $I_{сз2} = (1,1 \div 1,2) \cdot I_{сз3}$.

Выдержка времени $t_2 = t_3 + \Delta t$.

Зона действия отсечек находится графически по точке пересечения кривой $3I_0 = f(l)$ (рис. 7.10, б).

Схема отсечки с выдержкой времени выполняется по схеме рис. 7.4. Мгновенная отсечка выполняется так же, но без реле времени 2.

Ненаправленные токовые отсечки нулевой последовательности можно применять также в сети, имеющей заземленные нейтрали с обеих сторон защищаемой линии (рис. 7.11).

В этом случае $I_{сз}$ отстраивается от токов $3I_0$, проходящих через защиту, как при КЗ на шинах противоположной подстанции B , так и при КЗ на шинах подстанции A , где установлена отсечка (рис. 7.11, а). Однако, если $3I_{0к2} > 3I_{0к1}$, то чувствительность отсечки получается недостаточной. В этих случаях следует применять направленную отсечку нулевой последовательности.

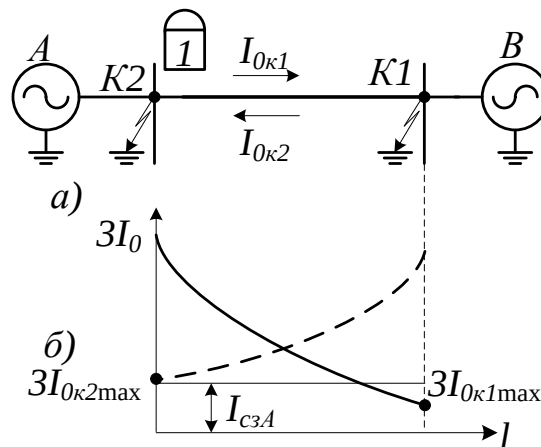


Рис. 7.11. Расчет $I_{сз}$ мгновенной направленной отсечки нулевой последовательности в сети с двусторонним питанием токами I_0 : а – схема сети; б – графический расчет

Направленные отсечки нулевой последовательности

Схема направленной отсечки нулевой последовательности с выдержкой времени аналогична показанной на рис. 7.7. Направленная отсечка без выдержки времени выполняется по той же схеме, но без реле времени 3.

Орган направления мощности, имеющийся в направленной отсечке, блокирует ее при КЗ на шинах подстанции A (рис. 7.11, а), когда мощность $S_{0к2}$ направлена от шин подстанции, благодаря чему отпадает необходимость отстройки защиты от тока $I_{0к2}$.

Ток срабатывания мгновенной направленной отсечки выбирается так, чтобы она не действовала при КЗ за шинами противоположной подстанции B (рис. 7.11, а, б). Для выполнения этого условия необходимо принять:

$$I_{сз} = k_{зап} \cdot 3I_{0расч},$$

где $k_{зап}$ – коэффициент запаса, принимаемый равным в зависимости от типа реле 1,2÷1,5; $I_{0расч}$ – наибольший ток I_0 , проходящий по защищаемой линии $ЛЛ$, от которого должна быть отстроена отсечка.

Ток срабатывания мгновенных отсечек на параллельных линиях необходимо выбирать с учетом наличия значительной взаимоиндукции от параллельной цепи, которая оказывает существенное влияние на сопротивление нулевой последовательности.

При одинаковом направлении токов I_0 в обеих цепях взаимоиндукция одной линии увеличивает сопротивление второй, а при различном – уменьшает. В результате этого в первом случае токи I_0 в параллельных линиях уменьшаются, а во втором – увеличиваются.

Имея это в виду, максимальное значение тока I_0 в параллельных линиях при внешних КЗ определяют из рассмотрения трех расчетных схем (рис. 7.12, а, б, в).

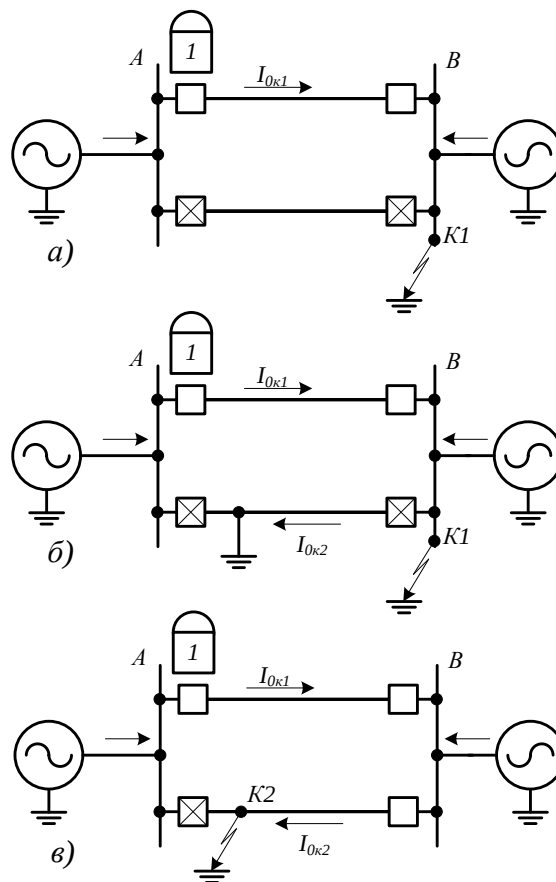


Рис. 7.12. Расчет токовой отсечки на параллельных линиях. Расчетные схемы для выбора тока срабатывания отсечек нулевой последовательности на параллельных линиях (а, б, в)

Наиболее близким внешним повреждением является КЗ в точке $K1$ на шинах противоположной подстанции (рис. 7.12, a , $б$). При этом максимальный ток в линии получается в случае отключения одной из параллельных линий и заземления ее с двух сторон (рис. 7.12, $б$).

В этом режиме сопротивление оставшейся в работе линии $Л1$ вследствие взаимоиндукции от тока I_{02} уменьшается, что влечет за собой увеличение расчетного тока I_{01} .

При определенных сочетаниях сопротивлений x_0 -элементов рассматриваемой сети ток в линии $Л1$ при внешних КЗ может достигнуть максимального значения не в случае повреждения на шинах в т. $K1$, а при КЗ на параллельной линии в т. $K2$, в режиме одностороннего отключения этой линии (рис. 7.12, $в$). Хотя КЗ в т. $K2$ является более удаленным, чем КЗ в т. $K1$, ток I_{01} в линии $Л1$ в этом случае может оказаться больше благодаря изменению токораспределения в параллельных ветвях расчетной схемы из-за уменьшения сопротивления линии $Л1$, вызванного сильной взаимоиндукцией от линии $Л2$.

В качестве $I_{0\text{расч}}$ берется большее из полученных значений I_{01} . Токи нулевой последовательности необходимо рассчитывать при том виде КЗ на землю, при котором их значение получается наибольшим.

Ток срабатывания направленной отсечки с выдержкой времени отстраивается от тока $I_{0\text{расч}}$, появляющегося в реле при КЗ в конце зоны действия мгновенной защиты B (рис. 7.13, a), установленной на следующем участке $Л2$.

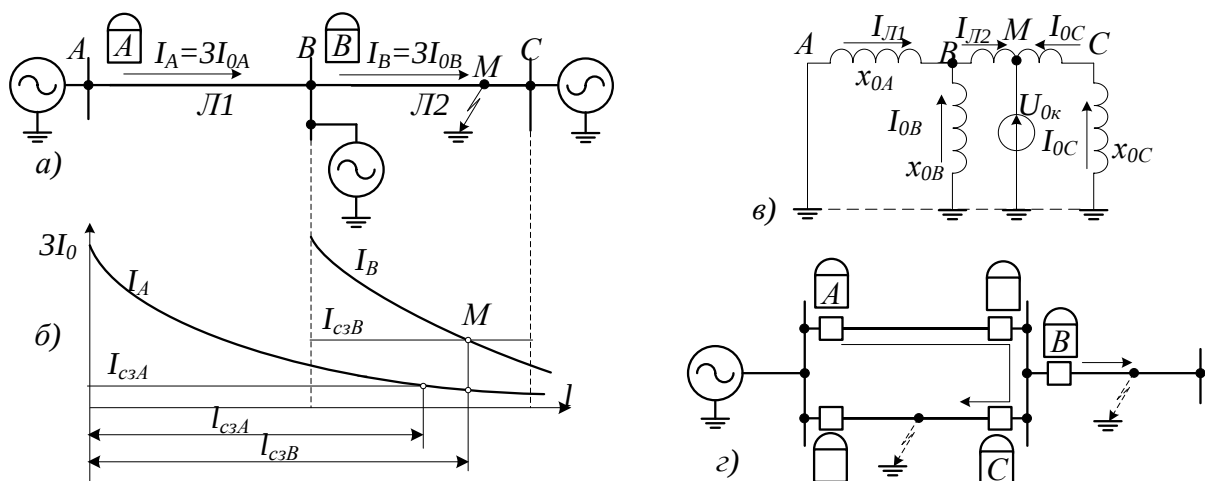


Рис. 7.13. Расчет направленных отсечек нулевой последовательности с выдержкой времени: a – схема сети; $б$ – графический расчет; $в$ – схема замещения; $г$ – согласование уставок защит на параллельных линиях

На рис. 7.13 показан графический способ определения величины $I_{0расч}$ для отсечки A . Он сводится к следующему: строятся кривые I_A и I_B (рис. 7.13, б) изменения тока $3I_0$, проходящего в реле отсечек A и B при КЗ в разных точках линии $Л2$. По точке пересечения кривой I_B с прямой $I_{с.зВ}$ находится граница (т. M) зоны действия мгновенной отсечки B , установленной на $Л2$.

Для найденной точки M по кривой I_A определяется значение тока $3I_{0М}$, проходящего через отсечку A при КЗ в конце зоны действия отсечки B . Полученный ток $3I_{0М}$ является расчетным током, от которого нужно отстроить отсечку A .

Далее находим $I_{с.зА}$, при котором отсечка A не работает за пределами зоны действия отсечки B .

Ток $I_{с.зА}$, удовлетворяющий этому условию, можно найти аналитически, определив коэффициент распределения токов I_0 в схеме нулевой последовательности рассматриваемого участка сети (рис. 7.13, а).

Из схемы замещения этого участка (рис. 7.13, в) следует, что при КЗ в любой точке линии $Л2$ отношение между токами $I_{0Л1}$ и $I_{0Л2}$ является постоянной величиной и равно:

$$\frac{I_{0Л1}}{I_{0Л2}} = \frac{x_{0В}}{x_{0А} + x_{0В}} = k_p.$$

Отсюда

$$I_{0Л1} = k_p \cdot I_{0Л2}.$$

При КЗ в конце зоны отсечки B в условиях, когда последняя находится на грани действия, ток $I_{0Л2} = I_{с.зВ}$; подставив это в последнее выражение, найдем, что в этом случае по отсечке A будет проходить ток $I_{Л1} = k_p \cdot I_{с.зВ}$.

Если принять $I_{с.зА} = k_p \cdot I_{с.зВ}$, то при токе $I_{0Л2} < I_{с.зВ}$ ток $I_{0Л1}$, проходящий по отсечке A , также будет меньше $I_{с.зА}$ и, следовательно, защита A не будет действовать за пределами зоны действия защиты B .

При выборе $I_{с.зА}$ отсечки с выдержкой времени на *параллельных* линиях для определения максимального значения $I_{0расч}$ необходимо исходить из расчетных схем, приведенных на рис. 7.12. В этом случае чувствительность отсечки A согласуется с мгновенной отсечкой B и C (рис. 7.13, г).

Выдержка времени t_A отсечки A принимается на ступень больше времени действия отсечки B , а на параллельных линиях и отсечки C .

Ступенчатая защита нулевой последовательности

Большое распространение в сетях с глухозаземленной нейтралью получила ступенчатая защита нулевой последовательности, токовая и направленная. Наиболее полноценной является трехступенчатая защита, состоящая из мгновенной отсечки, отсечки с выдержкой времени и максимальной защиты нулевой последовательности.

Схема и характеристика такой трехступенчатой направленной защиты показаны на рис. 7.14, а, б.

Первая ступень защиты выполняется мгновенной с помощью пускового токового реле T_{01} . Вторая ступень отстраивается от мгновенной отсечки следующего участка и имеет $t_{II} \approx 0,4 \div 0,6$ с; она осуществляется посредством пускового токового реле T_{02} и реле времени B_2 . Третья ступень предназначена для резервирования защиты следующего участка. Она выполняется с помощью токового реле T_{03} и реле времени B_3 .

Для отстройки первой ступени защиты от разрядников предусмотрено промежуточное реле Π_1 с $t = 0,03 \div 0,06$ с. Реле мощности M_0 является общим для всех ступеней. В схеме имеется отключающее устройство ОУ для удобного вывода защиты из действия.

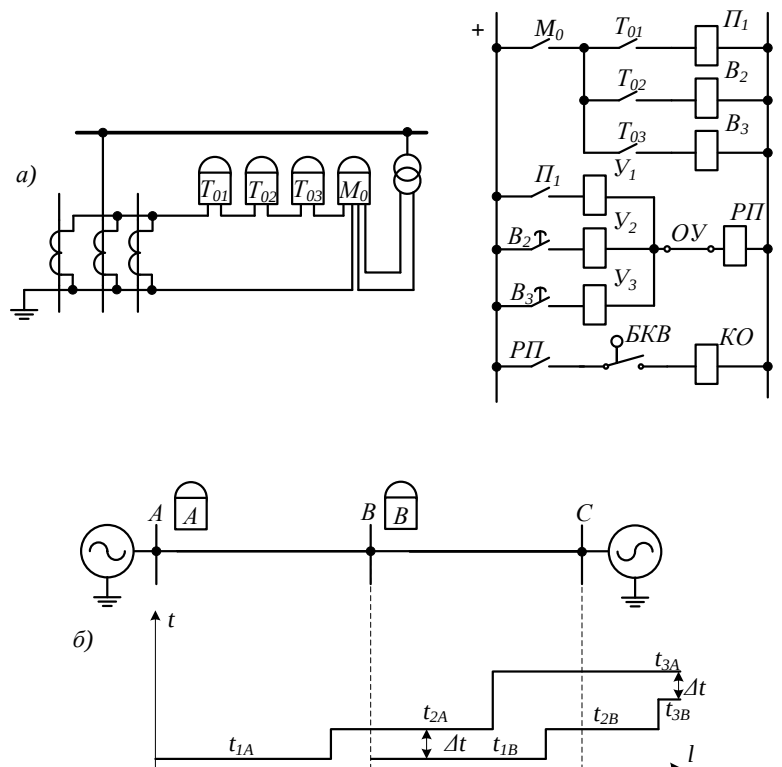


Рис. 7.14. Трехступенчатая направленная защита нулевой последовательности:

а – схема вторичной коммутации,

б – характеристика времени действия и согласование со смежной защитой В

Выбор уставок каждой ступени защиты производится в полном соответствии с рассмотренным выше расчетом уставок для мгновенной отсечки, отсечки с выдержкой времени и максимальной защиты нулевой последовательности.

Оценка и область применения защиты

Защита нулевой последовательности получила широкое распространение в сетях 110–500 кВ. Положительными качествами защиты являются простота схемы и высокая надежность, что подтверждается опытом эксплуатации.

Пусковой орган защиты нулевой последовательности имеет высокую чувствительность, поскольку его не нужно отстраивать от токов нагрузки.

В благоприятных условиях работает и орган направления мощности защиты. При наиболее тяжелых КЗ вблизи шин подстанций и электростанций реле мощности нулевой последовательности получает большое напряжение U_0 и поэтому работает в отличие от реле мощности, включаемых на фазный ток, очень надежно. Угол сдвига φ_p между U_p и I_p , подводимых к реле мощности нулевой последовательности, всегда близок к оптимальному, вследствие чего реле работает в условиях наибольшей чувствительности.

Благодаря наличию трансформаторов с заземленными нейтралями на каждой подстанции сети 110–500 кВ, являющихся источником тока нулевой последовательности, имеется широкая возможность применения отсечек нулевой последовательности, а вместе с тем и многоступенчатых защит нулевой последовательности практически на всех линиях средней и большой протяженности.

К недостаткам, свойственным принципу действия защиты, следует отнести то, что она реагирует на токи в неполнофазном режиме и может работать ложно при обрыве фазного провода во вторичной цепи трансформаторов тока.

7.2. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ С МАЛЫМ ТОКОМ ЗАМЫКАНИЯ

Токи и напряжения при однофазном замыкании на землю

Сети с малым током замыкания на землю работают с изолированной нейтралью или с заземленной через дугогасящую катушку (ДГК).

В таких сетях (в отличие от сетей с глухозаземленной нейтралью) замыкание на землю одной фазы не вызывает КЗ и не сопровождается

снижением междофазных напряжений и появлением повышенных токов в сети.

Рассмотрим характер изменения токов и напряжений в сети и их векторные диаграммы при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) (рис. 7.15), принимая для упрощения, что нагрузка сети отключена.

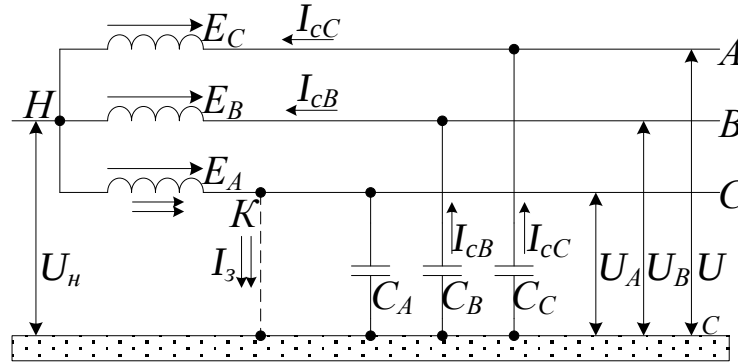


Рис. 7.15. Токи и напряжения при замыкании на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью

В нормальных условиях напряжения проводов A , B и C по отношению к земле равны соответствующим фазным напряжениям U_A , U_B , U_C , которые в свою очередь равны ЭДС источника питания E_A , E_B , E_C , поскольку нагрузка отключена. Векторы этих фазных напряжений образуют симметричную звезду (рис. 7.16, a), а их сумма равна нулю, в результате чего напряжение в нейтрали H отсутствует: $U_H = 0$.

Под действием фазных напряжений через емкости фаз относительно земли C_A , C_B и C_C проходят токи, опережающие соответствующие напряжения на 90° :

$$i_A = \frac{\dot{U}_A}{-jx_C}, \quad i_B = \frac{\dot{U}_B}{-jx_C}, \quad i_C = \frac{\dot{U}_C}{-jx_C}.$$

Сумма емкостных токов, проходящих по фазам в нормальном режиме, равна нулю, и поэтому составляющие токов нулевой последовательности I_0 отсутствуют.

При металлическом замыкании на землю одной фазы, например A , ее напряжение относительно земли снижается до нуля ($U_A = 0$), т.к. в результате соединения с землей т. K приобретает потенциал, равный нулю (потенциал земли).

Напряжение нейтрали U_H по отношению к земле становится равным напряжению между точками K и H (рис. 7.15 и рис. 7.16, b), т.е.

напряжению, равному по величине и обратному по знаку ЭДС заземлившейся фазы:

$$\dot{U}_H = \dot{U}_{KH} = -\dot{E}_A.$$

Напряжение неповрежденных фаз B и C относительно земли повышается до междуфазного.

На рис. 7.16, б представлена векторная диаграмма напряжений проводов и нейтрали сети по отношению к земле (U_A , U_B , U_C и U_H).

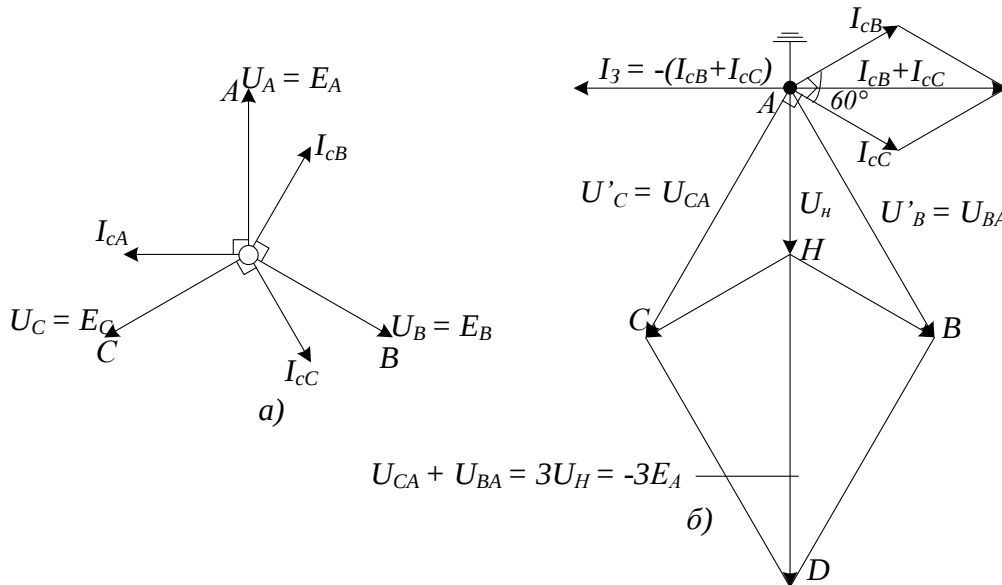


Рис. 7.16. Векторные диаграммы токов и напряжений в сети с изолированной нейтралью:

а – в нормальном режиме, б – при замыкании на землю фазы A

Поскольку $U_A = 0$, то $I_{cA} = 0$. В двух других фазах под действием напряжения U_B и U_C появляются токи, опережающие на 90° напряжения:

$$\dot{I}_{cB} = j \frac{\dot{U}_{BA}}{x_c}, \quad \dot{I}_{cC} = j \frac{\dot{U}_{CA}}{x_c}.$$

Ток I_3 в месте повреждения равен геометрической сумме токов в фазах B и C и противоположен им по фазе:

$$\dot{I}_3 = -(\dot{I}_{cB} + \dot{I}_{cC}) = -j \left(\frac{\dot{U}_{BA}}{x_c} + \frac{\dot{U}_{CA}}{x_c} \right) = -j(\dot{U}_{BA} + \dot{U}_{CA}) = -j(-3\dot{E}_A) = j \frac{3\dot{E}_A}{x_c} = j \frac{3\dot{U}_\phi}{x_c}.$$

Таким образом, ток I_3 равен утроенному значению нормального емкостного тока фазы. Ток I_3 отстает от напряжения U_H на 90° .

Величина тока I_3 зависит от величины напряжения сети и емкости фаз и может быть подсчитана по формуле:

$$I_3 = 3I_\Phi = \frac{3\dot{U}_\Phi}{x_c} = 3\dot{U}_\Phi \cdot \omega \cdot C_{уд} \cdot l \cdot 10^{-6},$$

где l – общая протяженность одной фазы сети; $C_{уд}$ – емкость 1 км фазы относительно земли.

Значение емкостного тока линии и, соответственно, суммарного емкостного тока линий всей сети можно ориентировочно определить по эмпирическим формулам:

$$\text{для кабельных сетей } I_{C\Sigma} \approx \frac{U_{ном} \cdot l_\Sigma}{10},$$

$$\text{для воздушных сетей } I_{C\Sigma} \approx \frac{U_{ном} \cdot l_\Sigma}{350},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети (6 или 10 кВ), l_Σ – суммарная длина линий (км).

Для более точной оценки значения емкостного тока кабельной линии можно использовать таблицы, где приведены удельные значения емкостных токов в амперах на километр в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети.

Для воздушных сетей 6–35 кВ известна и другая аналогичная эмпирическая формула: $I_{C\Sigma} = 2,7 \cdot U_{ном} \cdot l_\Sigma \cdot 10^{-3}$.

Если в сети имеются крупные электродвигатели напряжением 6 или 10 кВ, то следует учитывать их собственные емкостные токи. Емкостной ток электродвигателя (при внешнем ОЗЗ) можно ориентировочно определить по эмпирической формуле:

$$\text{при } U_{ном} = 6 \text{ кВ} \quad I_{с.дв} \approx 0,017 \cdot S_{ном},$$

$$\text{при } U_{ном} = 10 \text{ кВ} \quad I_{с.дв} \approx 0,03 \cdot S_{ном},$$

$$\text{где: } S_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos \varphi \cdot \eta}.$$

Например, у двигателя мощностью $P_{ном} = 5$ МВт напряжением 10 кВ собственный емкостной ток может иметь значение $I_{с.дв.} = 0,17$ А.

Более точно $I_{C\Sigma}$ можно определить экспериментально (что и требуется делать регулярно, т.к. протяженность сети изменяется в течение эксплуатационного периода).

Вследствие нарушения симметрии и баланса емкостных токов и фазных напряжений появляются составляющие нулевой последовательности:

$$\dot{U}_{0к} = \frac{1}{3} (\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C);$$

$$I_{0к} = \frac{1}{3} (\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C).$$

В результате преобразований получаем:

$$\dot{U}_{0к} = \frac{1}{3} (\dot{U}_{ВА} + \dot{U}_{СА}) = \dot{U}_{ВА} + \dot{U}_{СА} = -3\dot{E}_A = 3\dot{U}_{ном} \frac{1}{3} - \dot{E}_A = \dot{U}_H.$$

Таким образом, U_0 равно и противоположно нормальному напряжению E_A поврежденной фазы и равно напряжению в нейтрали сети U_H . Пренебрегая сопротивлением проводов, которое значительно меньше x_C , получаем, что во всех точках сети $U_0 = U_{0к}$.

Токи I_0 , возникающие под действием $U_{0к}$, замыкаются через емкость фаз и заземленные нулевые точки генераторов и трансформаторов, если такие заземления имеются.

$$\text{Из распределения токов } I_0 \text{ следует, что } \dot{I}_0 = -j \frac{3\dot{U}_{0к}}{x_C} = -j \frac{3\dot{E}_A}{x_C} = -j \frac{3\dot{U}_\phi}{x_C},$$

где U_ϕ – нормальное напряжение поврежденной фазы.

Знак минус учитывает, что за положительные направления токов и напряжений принято направление от источника питания к месту повреждения. С учетом вышеприведенных формул ток замыкания

$$\dot{I}_3 = 3\dot{I}_{сф} = \frac{3\dot{U}_\phi}{x_C} = 3\dot{I}_0.$$

Токи I_0 и I_3 совпадают по фазе и отстают от вектора напряжения $U_{0к}$ на 90° .

Ток I_0 в обмотках генератора отсутствует, поскольку нулевая точка генератора изолирована и сумма токов, проходящих в фазах генератора, равна нулю.

Общая неселективная сигнализация

Замыкание на землю одной фазы в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью не является аварией. Потребители, не включенные на междупазные напряжения, продолжают нормально работать. Это дает возможность выполнять защиту от замыкания на землю, действующей на сигнал. В сетях простой конфигурации допускается применение только общего устройства неселективной сигнализации, контролирующего состояние изоляции в системе данного напряжения. Схема устройства состоит из трех минимальных реле напряжения, включенных на напряжения фаз относительно земли (рис. 7.17, а), или из одного максимального реле напряжения, включенного на напряжение нулевой последовательности (рис. 7.17, б). Устройство сигнализации подключается к ТН, установленным на шинах.

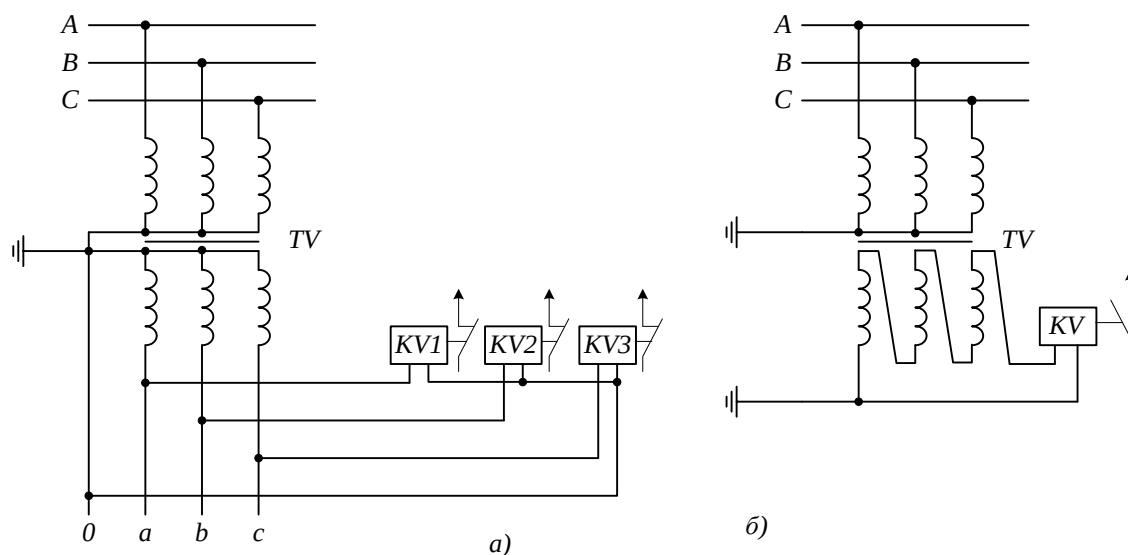


Рис. 7.17. Схемы устройства неселективной сигнализации при замыканиях на землю

Рассмотрим пример схемы распределительной сети с изолированной нейтралью (рис. 7.18).

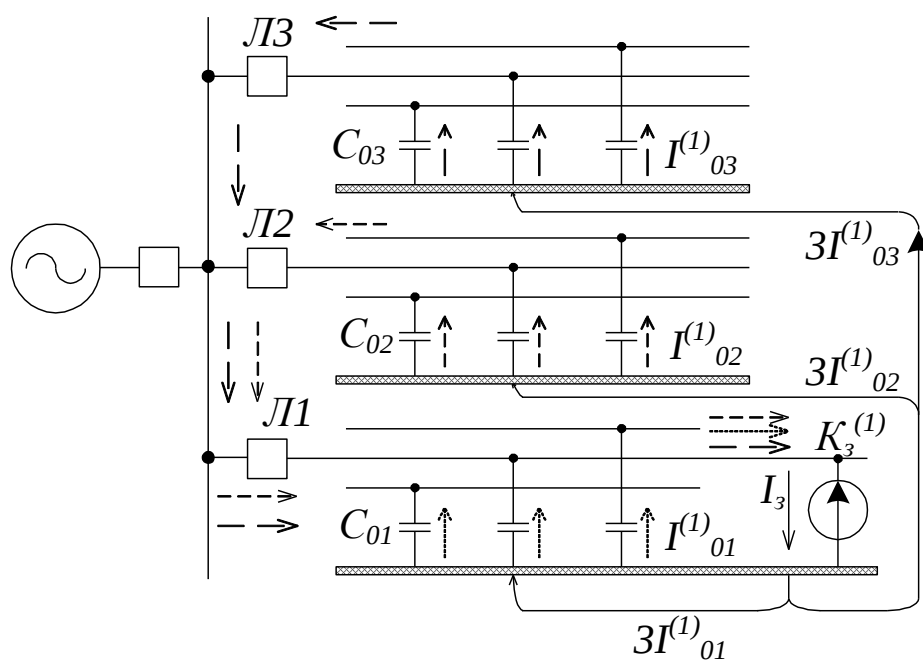


Рис. 7.18. Распределение емкостных токов при ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Токовая защита от замыкания на землю, например, линии Л1, выполняется с включением реле на фильтр тока нулевой последовательности. Она приходит в действие благодаря прохождению по поврежденному участку тока нулевой последовательности $3I_0^{(1)}_{\text{эк}}$,

обусловленного емкостью всей электрически связанной сети $C_{0эк}$ без учета емкости C_{01} поврежденной линии.

Распределение токов нулевой последовательности в системе таково, что при условном направлении тока I_3 к месту повреждения токи нулевой последовательности неповрежденных линий $3I_{02}^{(1)}$ и $3I_{03}^{(1)}$, проходя через емкости C_{02} и C_{03} , направляются к шинам подстанции и далее по поврежденной линии от шин к месту замыкания $K_z^{(1)}$. Ток $3I_{01}^{(1)}$, как и ток в одиночной линии, проходит по участку между местом повреждения и точкой присоединения конденсатора C_{01} . Таким образом, от шин по поврежденной линии направляется ток нулевой последовательности $I_{0эк}$, определяемый емкостью всех неповрежденных линий:

$$\dot{I}_{0эк} = \dot{I}_{02} + \dot{I}_{03} = j\dot{U}_\Phi \cdot \omega \cdot (C_{02} + C_{03}) = j\dot{U}_\Phi \cdot \omega \cdot C_{0эк}.$$

В случае замыкания на землю линии $Л2$ или $Л3$ по линии $Л1$ (неповрежденной) проходит ток $3I_{01}$. Если $I_{0эк} > I_{01}$, то на линии $Л1$ в качестве защиты от замыкания на землю можно использовать токовую защиту нулевой последовательности. Защита не должна срабатывать при повреждениях на других присоединениях, когда по защищаемой линии проходит ток $3I_{0Л} = 3I_{01}$, обусловленный емкостью линии. При этом для обеспечения недействия защиты ее ток срабатывания выбирают:

$$\dot{I}_{сз} = k_{зап} \cdot 3\dot{I}_{0Л}.$$

Коэффициент запаса определяется броском емкостного тока в момент замыкания. На основании опытных данных для защит без выдержки времени $k_{зап} = 4-5$; для защит с выдержкой времени с учетом характера замыкания коэффициент $k_{зап} = 2-2,5$. Без выдержки времени выполняются защиты, действующие на сигнал, защиты линий торфяных разработок и других сетей, находящихся в подобных условиях, где при замыкании на землю линии для безопасности должны отключаться без замедления. В таких сетях токи ОЗЗ не превышают $I_3 < 1-1,5$ А. При этом напряжение прикосновения ограничивается на допустимом уровне (не более 40 В) и ОЗЗ не представляют опасности для обслуживающего персонала.

Однако при возникновении второго замыкания на землю на другой фазе (двойного замыкания на землю) токи значительно возрастают, а напряжения прикосновения достигают недопустимых значений и могут явиться причиной несчастных случаев. Для уменьшения вероятности возникновения опасных двойных замыканий защиты от замыканий на землю в рассматриваемых сетях выполняются без выдержки времени. Чувствительность защиты характеризуется коэффициентом $k_\Phi = 3I_{0эк} / I_{сз}$.

Ток $3I_{0эк}$ определяется минимально возможным числом включенных линий. Чувствительность защиты считается достаточной, если для воздушных линий $k_{\text{ч}} \geq 1,5$, а для кабельных $k_{\text{ч}} \geq 1,25$.

Для выполнения защиты в качестве фильтра тока нулевой последовательности используется трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП) (рис. 7.19). При замыкании в сети на землю токи повреждения могут замыкаться как через землю, так и по проводящей оболочке кабеля, в том числе и неповрежденного, что может вызвать неправильное действие защиты. Поэтому кабель на участке от ТТНП до воронки изолируют от земли, а заземляющий провод присоединяют к воронке кабеля и пропускают через отверстие магнитопровода ТТНП в направлении кабеля. При таком исполнении цепей защиты токи, проходящие по броне и проводящей оболочке кабеля, компенсируются токами, возвращающимися по заземляющему проводу.

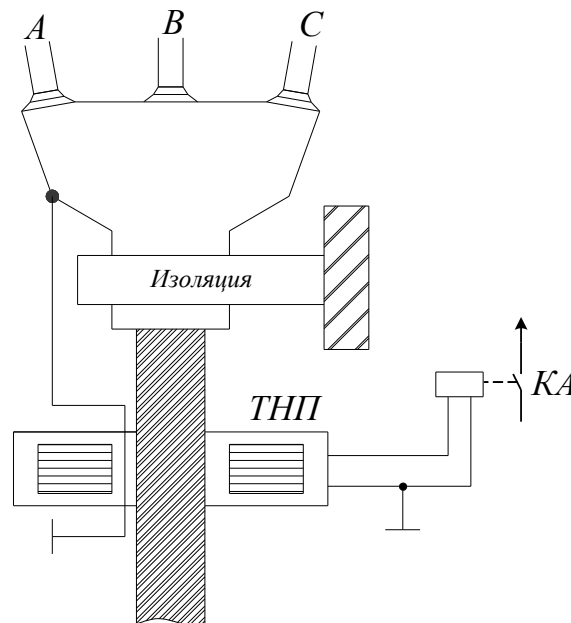


Рис. 7.19. Защита от замыканий на землю с кабельным ТТНП

Если в установившемся режиме собственный емкостной ток линии $I_{0л}$ в сетях с изолированной нейтралью соизмерим с полным током замыкания на землю, то токовую защиту, реагирующую на установившееся значение емкостного тока, осуществить нельзя. В таких случаях применяется направленная защита нулевой последовательности или устройство сигнализации, контролирующее не только значение, но и направление тока замыкания на землю.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Юрай-издат, 2007. – 399 с.
2. Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. пособие / Под ред. А.Ф. Дьякова. – 2-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 296 с., ил.
3. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник. – 5-е изд., стереот. – М.: Высшая школа, 2006.
4. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с., ил.
5. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем: Учебник для вузов. – М.: Энергия, 1976.
6. Шуин В.А. Защита от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – М.: НТФ «Энергопрогресс» 104 с., 2001.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.	3
Часть 1. Общие вопросы выполнения релейной защиты.	4
1.1. Назначение, функции и свойства релейной защиты.	4
1.2. Функциональные части релейной защиты.	8
1.3. Виды повреждений и ненормальные режимы работы ЭЭС. ...	10
1.4. Повреждения в электроустановках.	11
1.5. Ненормальные режимы.	13
1.6. Особенности повреждений ЭЭС.	16
1.7. Многофазные короткие замыкания в одной точке.	17
1.8. Короткие замыкания на землю.	19
1.9. Соотношения токов при трансформаторных связях сети.	21
1.10 Однофазные замыкания на землю.	23
1.11 Принципы выполнения релейной защиты.	25
Часть 2. Токовые защиты.	33
2.1. Принцип действия.	33
2.2. Максимальная токовая защита.	33
2.3. Выбор уставок действия защиты.	38
2.4. МТЗ с пуском (блокировкой) от реле минимального напряжения.	42
2.5. МТЗ с зависимой и с ограниченно зависимой характеристикой выдержки времени от тока.	47
2.6. МТЗ на переменном оперативном токе.	48
2.7. Токовые отсечки.	52
2.8. Токовая трехступенчатая защита.	58
2.9. Применение токовых отсечек.	58
Часть 3. Токовая направленная защита.	59
3.1. Область применения токовых направленных защит.	59
3.2. Необходимость применения направленной защиты в сетях с двухсторонним питанием.	159
3.3. Схема токовой направленной защиты.	61
3.4. Реле направления мощности.	61
3.5. Поведение реле мощности, включенных на ток неповрежденной фазы.	68
3.6. Блокировка максимальной направленной защиты при замыканиях на землю.	70
3.7. Выбор уставок защиты.	71
3.8. Мертвая зона.	77

3.9.	Оценка токовых направленных защит.	78
Часть 4.	Дистанционная защита.	79
4.1.	Назначение и принцип действия.	79
4.2.	Принцип обеспечения селективности.	80
4.3.	Элементы дистанционной защиты и их взаимодействие.	81
4.4.	Использование комплексной плоскости для изображения характеристик реле.	83
4.5.	Характеристики срабатывания реле.	84
4.6.	Требования к схемам включения дистанционных органов защит.	87
4.7.	Включение дистанционных органов, реагирующих на междуфазные КЗ.	87
4.8.	Причины, искажающие работу дистанционных органов.	89
4.9.	Выбор уставок срабатывания дистанционной защиты.	92
4.10.	Поведение дистанционных защит при качаниях и асинхронных режимах.	96
4.11.	Блокировки при качаниях.	100
4.12.	Блокировки при неисправностях цепей напряжения.	104
4.13.	Краткие выводы.	106
Часть 5.	Высокочастотные защиты.	109
5.1.	Общие положения выполнения абсолютно селективных и высокочастотных защит.	109
5.2.	Направленная защита с ВЧ блокировкой.	112
5.3.	Дифференциально-фазная ВЧ защита.	116
5.4.	Искажение фаз сравниваемых токов (фазовые погрешности).	120
5.5.	Оценка ВЧ защит.	121
Часть 6.	Дифференциальная защита линий.	122
6.1.	Принцип действия дифференциальной токовой продольной защиты.	122
6.2.	Токи небаланса в дифференциальной защите.	124
6.3.	Способы повышения чувствительности защиты.	126
6.4.	Особенности продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора (автотрансформатора).	130
6.5.	Поперечные дифференциальные токовые защиты.	139
Часть 7.	Защита от замыканий на землю.	147
7.1.	Защита от замыканий на землю в сети с большим током замыкания.	147
7.2.	Защита от замыкания на землю с малым током замыкания. ...	164
	Библиографический список.	172

Учебное издание

**Хакимзянов Эльмир Фердинатович,
Кузьмин Игорь Леонидович,
Губаев Дамир Фатыхович**

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Конспект лекций

**Кафедра релейной защиты и автоматизации
электроэнергетических систем КГЭУ**

**Редактор редакционно-издательского отдела *А.В. Заяц*
Компьютерная верстка *А.В. Заяц*
Дизайн обложки *Ю.Ф. Мухаметшина***

Подписано в печать 30.09.13

**Формат 60×84/16. Бумага ВХИ. Гарнитура «Times». Вид печати РОМ.
Усл. печ. л. 10,29. Уч.-изд. л. 11,42. Тираж 500 экз. Заказ № 4674.**

**Редакционно-издательский отдел КГЭУ,
420066, Казань, Красносельская, 51**

