

6. ЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6-35 КВ

6.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАЩИТЫ

Как уже говорилось в гл. 1, указанные линии относятся к сети с изолированной или компенсированной нейтралью. Следовательно, их защита должна реагировать на трехфазные, двухфазные КЗ и двойные замыкания на землю. Однофазные замыкания не относятся к коротким замыканиям и могут существовать 2 и более часов. За это время можно переключить нагрузку на другой источник, и уже после этого отключить линию. Поэтому, защита от замыканий на землю может действовать на сигнал. В ряде случаев, защита от замыканий на землю может отсутствовать, например, на воздушных линиях, для которых отсутствуют трансформаторы тока нулевой последовательности. В этом случае поиск места замыкания на землю производится путем поочередного отключения линий.

Для работы при двухфазных и трехфазных коротких замыканиях достаточно иметь устройства защиты установленные в двух фазах. Защита всегда устанавливается в фазах А и С. Она не реагирует на ток фазы В, но это не имеет значения, т.к. при любых междуфазных КЗ ток протекает в 2-х фазах, и сработает защита установленная либо в фазе А, либо в фазе С, либо одновременно в 2 фазах. Действие такой защиты имеет особенности работы при двойных замыканиях на землю, см. рис. 6.1.

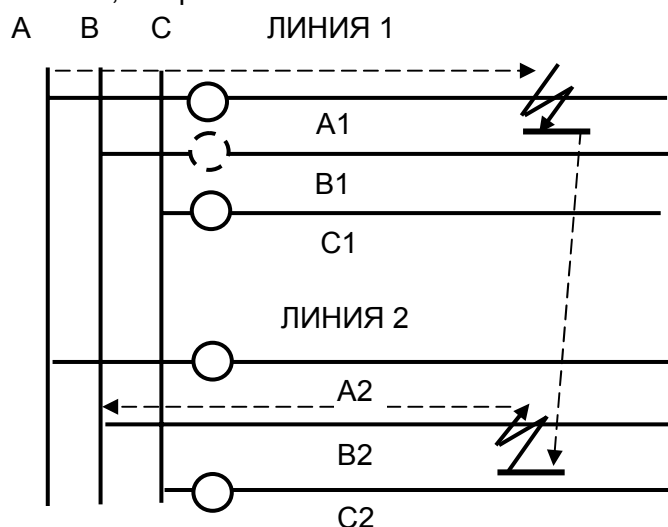


Рис. 6.1. Поведение защиты, установленной в 2 фазах при двойных замыканиях на землю

На рисунке указан случай двойного замыкания на землю на линиях 1 и 2. Защиты установлены на обеих линиях в фазах А и С. В изображенном варианте на Л1 ток КЗ протекает в фазе А, где установлена защита, а на Л2 в фазе В, где защиты нет. Поэтому, отключится линия 1, а линия 2 с подключенной к ней нагрузкой останется в работе с замыканием на землю. Рассмотрим все возможные варианты см. таблицу 6.1.

Таблица 6.1

Поврежденная фаза Л1	Поврежденная фаза Л2	Отключается линия
А	В	Л1
А	С	Л1 и Л2
В	А	Л2
В	С	Л2
С	В	Л1
С	А	Л1 и Л2

Как видно из таблицы в 2^х случаях из 6 отключается Л1, в 2^х – Л2 и еще в 2^х отключаются обе линии. Это считается преимуществом такого подключения защиты, так как в 4 из шести случаев в работе остается одна линия.

При ошибке в расстановке трансформаторов тока картина может измениться в худшую сторону. Так, например, если ошибочно установить на Л1 трансформаторы тока в фазе В и С (на рисунке в фазе В показано пунктиром), то окажется что на Л1 ток КЗ протекает в незащищенной фазе А, а на Л2 в незащищенной фазе В. Таким образом, отказывают обе защиты. Поэтому, согласно ПУЭ, защиты во всей сети должны располагаться в одинаковых фазах. Мож-

но предположить, что это явление маловероятно, так как в комплектных распределительных устройствах трансформаторы тока располагаются в крайних фазах и ошибка невозможна. Это так, однако, в сети часто пренебрегают этим правилом: провода линии или жилы кабеля подсоединяются как удобно и на питающем и на приемном конце. После подачи напряжения на приемной подстанции проверяется направление вращения фазоуказателя или двигателя, и если они вращаются в обратную сторону, то перемещаются 2 фазы, которые удобнее поменять местами. Но это не обязательно будут правильные фазы, следовательно, возможно отключение повреждения в сети совершенно не теми защитами. Поэтому, при рассмотрении случаев неправильной работы защиты в сети, целесообразно проверить и такую причину.

Для защиты линии 35кВ требуется трехрелейная схема защиты. Необходимость ее объясняется тем, что, как правило, нагрузкой линии является трансформатор 35/6-10кВ со схемой соединения Y/Δ . Как указывалось в главе 4 (см. рис. 4.7, а) при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения Y/Δ в 2х фазах протекает половина тока КЗ, и только в одной – полный ток. Если эта фаза окажется без трансформатора тока, то в защите протекает ток в 2 раза меньший, что может привести к отказу защиты. Если трансформаторов тока 2, или целесообразно оставить их 2, для обеспечения отключения в большинстве случаев только одной ВЛ при двойных замыканиях на землю, то третье реле можно включить в обратный провод 2-х трансформаторов тока (см. рис. 6.2.).

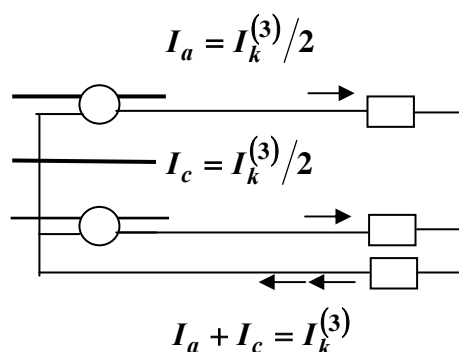


Рис. 6.2. Распределение токов в элементах защиты включенных в схему неполной звезды

В обратном проводе трансформаторов тока протекает сумма токов двух фаз, равная полному току трехфазного КЗ. Таким образом, можно одновременно обеспечить чувствительность защиты при КЗ за трансформатором Y/Δ , и обеспечить отключение в большинстве случаев только одной ВЛ при двойных замыканиях на землю.

Максимальная токовая защита (МТЗ) контролирует ток в защищаемом элементе, отстраивается от тока нагрузки, и при превышении тока уставки, с выдержкой времени действует на его отключение. Как правило, МТЗ является главной, а иногда единственной защитой линии 6-35 кВ. Максимальная токовая защита - это защита с относительной селективностью, которая не только обеспечивает отключение КЗ на своей линии, а если позволяет ее чувствительность, еще и резервирует отключение КЗ смежного участка.

Селективность максимальной защиты обеспечивается ее выдержкой времени. Выдержки времени смежных МТЗ отличаются на величину, называемую ступенью селективности. Ступень селективности – это минимально возможная разница между временами срабатывания смежных защит, учитывающая точность работы реле. Для защит выполненных на электромеханической базе стандартная ступень селективности Δt составляет 0,5 сек. Микроэлектронные и микропроцессорные защиты позволяют обеспечить ступень селективности равную 0,2-0,3 сек.

Недостатком МТЗ является то, что по мере приближения места установки защиты к источнику питания увеличивается ее выдержка времени. Так как при этом увеличивается и величина тока короткого замыкания, объем повреждения возрастает.

Для быстрее отключения КЗ и уменьшения объема повреждения, защита выполняется ступенчатой: кроме максимальной защиты, применяется токовая отсечка.

Токвая отсечка (ТО) является первой ступенью токовой защиты и работает, обычно, без выдержки времени. Для обеспечения селективности, **ТО** отстраивается от тока короткого замыкания в конце защищаемой линии (КЗ за трансформатором). Таким образом, защита линии выполняется двухступенчатой: максимальная защита и токовая отсечка. Эти защиты (МТЗ и

ТО) входят в состав микроэлектронного устройства защиты УЗА АТ и микропроцессорного РС81.

Вторым способом уменьшения выдержки времени защиты является применение защиты с обратной токозависимой характеристикой выдержки времени. При такой характеристике выдержка времени МТЗ уменьшается по мере увеличения тока КЗ. Устройство УЗА-АТ имеет 2 зависимые характеристики МТЗ: нормальная и крутая (см. формулы 2.8 и 2.9 в п. 2). Графическое изображение характеристики показано на рис. 2.13.

Защиты иностранных фирм имеют значительно большее количество характеристик. Так устройства токовых защит фирмы GE кроме большого количества типовых характеристик, имеют также свободно программируемые характеристики. Такое количество характеристик не являются необходимым, оно диктуется, в основном, рекламными соображениями, а также наличием различных стандартов в разных странах. Время срабатывания точно вычисляется по математической формуле. Коэффициенты, соответствующие выбранной характеристике, подставляются в эту формулу при расчете.

Ниже приводятся примеры различных характеристик выдержек времени токовых защит. Первые десять характеристик имеют общую математическую формулу:

$$t = T \times \left[\frac{K}{\left(\frac{I}{I_S} \right)^a - 1} + L \right] \quad (6.1)$$

где:

- t – время отключения;
- K – коэффициент;
- I – величина измеренного тока;
- I_S – программируемая величина ступени;
- a – коэффициент;
- L – коэффициент ANSI/IEEE (для характеристик МЭК равняется нулю);
- T – коэффициент времени, выбранный в диапазоне 0,025÷1,5.

Таблица 6.2

Тип характеристики	Стандарт	Коэффициент K	Коэффициент a	Коэффициент L
Крутая обратновременная	ALSTOM	0,05	0,04	0
Стандартная инверсная	МЭК	0,14	0,02	0
Очень инверсная	МЭК	13,5	1	0
Чрезвычайно инверсная	МЭК	80	2	0
Пологая обратновременная	ALSTOM	120	1	0
Крутая обратновременная	C02	0,00342	0,02	0,00242
Умеренно инверсная	ANSI/IEEE	0,0515	0,02	0,114
Пологая обратновременная	C08	5,95	2	0,18
Очень инверсная	ANSI/IEEE	19,61	2	0,491
Чрезвычайно инверсная	ANSI/IEEE	28,2	2	0,1215

Характеристика RI (электромеханическая) выражается следующей формулой:

$$t = K \cdot \left(\frac{1}{0,339 - 0,236 \frac{I}{I_S}} \right) \quad (6.2)$$

K корректируется в диапазоне 0,10÷10 с шагом 0,05;

Область допустимых значений $1,1 \leq \frac{I}{I_S} \leq 20$.

Характеристики УЗА-АТ совпадают со второй и третьей зависимыми характеристиками. Для практически необходимых случаев вполне достаточно 2 характеристик. Простая инверсная (зависимая нормальная в УЗА-АТ) используется для согласования с зависимыми характеристиками электромеханических защит, а очень инверсная (зависимая крутая в УЗА-АТ) для согласования с предохранителями, или микроэлектронных защит друг с другом. В последних версиях устройств УЗА-АТ, а также в устройствах РС81, РС83 может быть выполнена по заказу зависимая характеристика, совпадающая по току срабатывания с характеристикой реле серии РТ-80 – пологая и крутая как у РТВ-I.

В кольцевых сетях и на линиях с двухсторонним питанием в большинстве случаев невозможно обеспечить селективность действия максимальной токовой защиты. В таких случаях применяется **направленная максимальная токовая защита**, орган направления мощности, который разрешает действие защиты при направлении мощности КЗ от шин в линию.

Выполнение АПВ. С помощью АПВ выполняется попытка подать напряжение на отключившуюся линию. Больше половины повреждений, которые возникают на линиях, имеют проходящий характер, и после отключения исчезают. Это набросы, схлестывание проводов, перекрытие изоляции, например грозное. При повреждении на кабеле, АПВ может быть успешным, но не всегда эффективным, вследствие отгорания жилы кабеля (чаще всего в месте пайки). Место пробоя, при этом заплывает и также удается подать напряжение на кабель, однако, все фазы могут не дойти до потребителя. Успешным АПВ может быть и в случае короткого замыкания на ошиновке приемных подстанций, или работе схемы с короткозамыкателем и отделителем.

Кроме указанного назначения, АПВ применяется на воздушных и кабельных линиях для корректировки неселективной работы защиты. Такая неселективность часто допускается для того, чтобы не увеличивать выдержку времени защиты. Например, если подключенные к линии трансформаторы включены через предохранители (ГК), а на линии применена отсечка без выдержки времени. При повреждении трансформатора одновременно перегорает предохранитель и отключается линия. Последующее АПВ восстанавливает питание остальных трансформаторов, подключенных к линии.

АПВ также входит в комплекс автоматики понижающей подстанции, подключенной к линии через короткозамыкатель и отделитель. Такие схемы, хотя устарели и в настоящее время не проектируются, но еще широко применяются на действующих подстанциях. Защита трансформатора действует на включение короткозамыкателя, он включается и создает короткое замыкание на стороне ВН, на которое реагирует быстродействующая защита линии. Линия отключается, в бестоковую паузу отключается отделитель–разъединитель с пружинным приводом – после этого линия включается от АПВ.

Еще один пример специального использования АПВ: частотное АПВ–**ЧАПВ**.

Энергетические предприятия оснащены устройствами АЧР. К ним подключены более 50% всех потребителей. Назначение АЧР – при дефиците мощности в энергосистеме, возникшем из-за отключения генераторов или связей с питающей энергосистемой, отключить нагрузку. Чем больше дефицит мощности, тем больше мощность нагрузки отключаемой от АЧР. Для этого выполняется много – несколько десятков – очередей АЧР. Они отличаются уставками по частоте и времени срабатывания. После ликвидации дефицита и восстановления частоты необходимо включить отключенные от АЧР потребители. Эту функцию и выполняет частотное АПВ–ЧАПВ. В отличие от обычного АПВ, которое работает сразу после отключения выключателя, ЧАПВ должно работать только после того, как частота восстановится. Это выполняется следующим образом: после срабатывания АЧР подается напряжение на шинку АЧР, и отключаются присоединения, подключенные к этой шинке. Устройство АЧР перестраивается на уставку по частоте, при которой разрешается включение потребителей (уставка ЧАПВ). Напряжение на шинке ЧАПВ сохраняется до тех пор, пока частота не станет выше этой уставки. После чего напряжение на шинке исчезает, и это является командой для включения отключенных от АЧР фидеров. Должны пуститься установленные на фидерах устройства АПВ и включить их в работу. Схема ЧАПВ должна блокироваться при снятии напряжения с подстанции, так как в этом случае, восстанавливается уставка АЧР, а не ЧАПВ. Это приводит к включению фидеров, если частота в сети выше уставки АЧР (а не ЧАПВ), и ЧАПВ неправильно включит в работу нагрузку. Данным требованиям к ЧАПВ, отвечает устройство АПВ, входящее в состав УЗА-10: при подаче на дискретный вход команды отключения от АЧР, присоединение отключается, и включается от АПВ после снятия сигнала с этого входа. Необходимым условием работы ЧАПВ является наличие напряжения на реле в течение 60 сек. Таким

образом, при снятии напряжения с подстанции и его восстановлении, хотя и произойдет возврат уставки АЧР, АПВ работать не будет.

ПУЭ предусматривает **однократное и двукратное АПВ**. Двукратное требуется применять на тупиковых линиях, где потребители не имеют резервного питания. Таким образом, схемы АПВ должны иметь отсчет кратности, при однократном АПВ линия включается 1 раз, при 2-х кратном – 2 раза. Если после этого линия снова отключается, выключатель должен остаться отключенным. Статистические данные свидетельствуют о том, что эффективность АПВ (процент успешной работы) находится в пределах 40÷90% в зависимости от напряжения, эффективность второго цикла АПВ в пределах 10÷25%.

Выполнение АПВ требуется обязательно на воздушных и на смешанных – кабельно-воздушных линиях, на чисто кабельных линиях применение АПВ не обязательно, однако может быть желательным на разветвленных линиях, где оно может помочь при КЗ на ошиновке подстанций.

Устройства серии УЗА имеют встроенную функцию АПВ. АПВ в принятых ранее схемах пускалось по несоответствию – при любом отключении выключателя, за исключением отключения по цепям управления выключателя от ключа или по телемеханике. Пуск АПВ в устройствах РС8х и УЗА-АТ выполняется от защиты, что, как правило, применяется в аппаратуре, выпускаемой за рубежом. АПВ устройств РС8х однократное или двукратное (РС81). Однократность АПВ обеспечивается тем, что готовность к его срабатыванию наступает через некоторое время после включения выключателя, называемое временем «готовности». АПВ может сработать повторно через 30–60 с после включения, поэтому после 1-го отключения, когда АПВ готово к действию, АПВ работает, а при неуспешном включении, второе включение не произойдет, т.к. выключатель оказался отключенным еще до того, как закончился процесс подготовки АПВ. То же самое произойдет, если выключатель включился успешно, но следующее отключение произошло за время меньшее, чем выставленное на реле время готовности. АПВ пускается от защиты, либо от внешнего пускового органа. Как уже говорилось все устройства серии РС8х приспособлены к работе АПВ в режиме АЧР-ЧАПВ.

Защита от замыканий на землю (ЗЗ)

Как правило, такие защиты на линиях действуют на сигнал, тем не менее, применение этих защит целесообразно, так как место замыкания на землю нужно отыскать и устранить по возможности быстро, потому что упавший провод опасен для окружающих. Кроме того, повреждение в месте замыкания на землю развивается, и со временем может привести к короткому замыканию. В ряде случаев защита должна обязательно действовать на отключение. Это двигатели и генераторы при токе замыкания на землю более 5 А. Это передвижные механизмы с электродвигательными приводами.

Существенным осложнением является то, что ток замыкания на землю имеет очень малую величину. Эта величина соизмерима с небалансом в нулевом проводе трансформаторов тока, поэтому в нулевой провод ТТ защиту от замыканий на землю не включают. Для защиты от замыканий на землю используют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности (ТЗ, ТЗЛ, ТЗР), которые можно применить только при наличии кабельного вывода из ячейки. Для ячеек КРУ с воздушным выводом, и линий напряжение 35 кВ, для которых отсутствуют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности, защиту подключить нельзя. Конструкция кабельного ТНП показана на рис. 6.3.

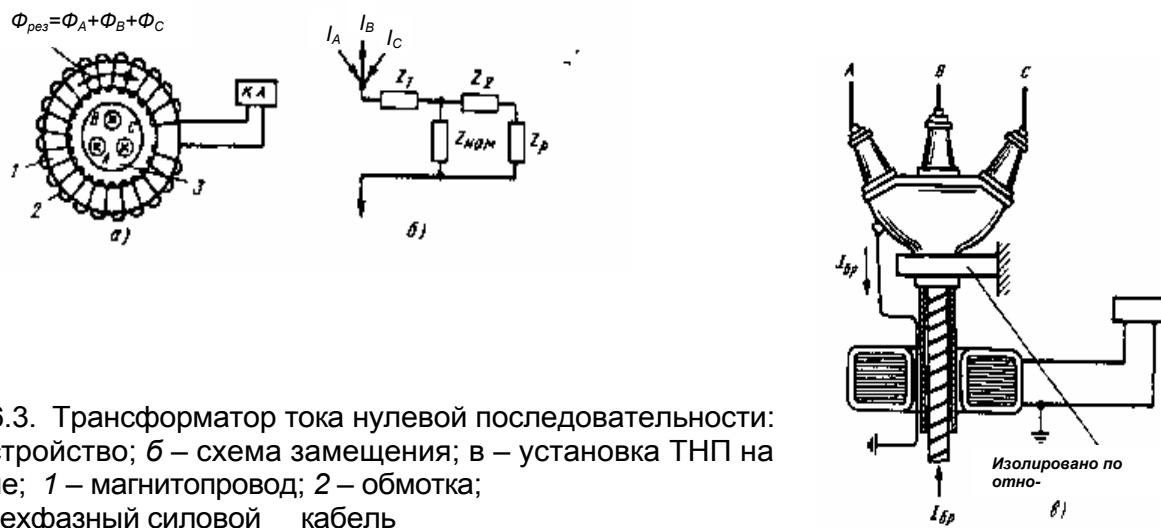


Рис. 6.3. Трансформатор тока нулевой последовательности: а – устройство; б – схема замещения; в – установка ТНП на кабеле; 1 – магнитопровод; 2 – обмотка; 3 – трехфазный силовой кабель

Магнитопровод 1, собранный из листов трансформаторной стали, имеет обычно форму кольца или прямоугольника, охватывающего все три фазы защищаемой кабельной ЛЭП. Провода фаз А, В, С, проходящие через отверстие ТНП, являются первичной обмоткой трансформатора, вторичная обмотка 2 располагается на магнитопроводе с числом витков $w = 20-30$. Токи фаз I_A , I_B и I_C создают в магнитопроводе соответствующие магнитные потоки Φ_A , Φ_B , Φ_C , которые, складываясь, образуют результирующий поток:

$$\Phi_{рез} = \Phi_A + \Phi_B + \Phi_C.$$

Так как сумма токов $I_A + I_B + I_C = 3I_0$, то можно сказать, что результирующий поток, создаваемый первичными токами ТНП, пропорционален составляющей тока НП:

$$\Phi_{рез} = k3I_0.$$

Поток $\Phi_{рез}$, а следовательно, вторичная ЭДС E_2 и вторичный ток I_2 могут возникнуть только при условии, что сумма токов фаз не равна нулю, или, иначе говоря, когда фазные токи, проходящие через ТНП, содержат составляющую I_0 . Поэтому, ток во вторичной цепи ТНП будет появляться только при замыкании на землю. В режиме нагрузки, трехфазного и двух фазного КЗ (без замыкания на землю) сумма токов фаз $I_A + I_B + I_C = 0$, и поэтому, ток в реле отсутствует ($\Phi_{рез} = 0$).

Однако, поскольку из-за неодинакового расположения фаз А, В и С относительно вторичной обмотки ТНП коэффициенты взаимной индукции этих фаз со вторичной обмоткой различны, несмотря на полную симметрию первичных токов, сумма их магнитных потоков в нормальном режиме не равна нулю. Появляется магнитный поток небаланса ($\Phi_{рез} - \Phi_{нб}$), вызывающий во вторичной обмотке ЭДС и ток небаланса ($I_{нб}$). ТНП имеют малую мощность, поэтому, как правило, значительная часть тока уходит на ток намагничивания. Это приводит к необходимости применять реле с очень малым потреблением или подбирать условия, при которых отдача мощности от ТТ будет максимальной.

Для получения наибольшей мощности от ТНП, а следовательно, и максимальной чувствительности реле, питающихся от ТНП, сопротивление обмотки реле Z_p должно равняться сопротивлению ТНП. Пренебрегая сопротивлением вторичной обмотки Z_2 , согласно рис. 6.3, б получаем $Z_{ТНП} = Z_{нам}$, и тогда условие отдачи максимальной мощности можно выразить равенством $Z_p = Z_{нам}$. Из эквивалентной схемы ТНП (рис.6.3, б) видно, что при выполнении этого условия вторичный ток, поступающий в реле, и ток намагничивания оказываются одинаковыми. $I_{нам} = I_p$. Отсюда следует, что погрешность ТНП достигает примерно 50%. При такой большой погрешности нельзя вычислять вторичный ток по первичному, пользуясь коэффициентом трансформации $k = w_2/w_1$. Поэтому чувствительность защиты, включенной на ТНП, оценивается по значению первичного тока, при котором обеспечивается действие защиты. В ряде случаев она должна быть на уровне долей одного ампера. При малых значениях $3I_0$ ТНП работает в начальной части характеристики намагничивания, при которой МДС, созданная одновитковым ТНП, очень мала. Таким образом, для обеспечения необходимой чувствительности кроме конструктивных улучшений ТНП требуется применение высокочувствительных измерительных органов (ИО).

ИО устройства РС81, РС83 имеют высокую чувствительность и малое потребление ($I_{cp} = 0,05$ А, $S = 0,01$ ВА). Это позволяет не обязательно добиваться наивысшей отдачи от трансформатора тока. Потребление ИО УЗА-АТ больше, и зависит от уставки. Поэтому, первичный ток срабатывания защиты целесообразно проверять опытным путем, подачей тока в провод, пропущенный через окно ТНП.

Для защиты линий ТНП обычно выполняются кабельного типа (ТЗ, ТЗЛ, ТФ). При необходимости осуществления ЗЗ воздушных ЛЭП делается кабельная вставка, на которой устанавливается ТНП. Применяя устройство ТДЗЛВ-10 Самарского завода измерительных трансформаторов можно обойтись без кабельной вставки, если габариты ячейки и расположение проходных изоляторов позволяет разместить этот датчик тока внутри ячейки. Для кабельных ЛЭП изготавливаются ТНП типа ТЗ с неразъемным магнитопроводом, надеваемым на кабель до монтажа воронки, и типов ТЗР и ТФ с разъемным магнитопроводом, которые можно устанавливать на кабелях, находящихся в эксплуатации, без снятия кабельной воронки.

При прохождении токов $I_{бр}$ по оболочке неповрежденного кабеля, охваченного ТНП, в реле РЗ появляется ток, от которого РЗ может подействовать неправильно. Эти токи появляются при замыканиях на землю вблизи кабеля или при работе сварочных аппаратов.

Для исключения ложной работы РЗ необходимо компенсировать влияние блуждающих токов, замыкающихся по свинцовой оболочке и броне кабеля. С этой целью воронка и оболочка кабеля на участке от воронки до ТНП изолируются от земли (рис. 6.3, в), а заземляющий провод присоединяется к воронке кабеля и пропускается через окно ТНП. При таком исполнении ток, проходящий по броне кабеля, возвращается по заземляющему проводу, поэтому магнитные потоки в магнитопроводе ТНП от токов в броне и проводе взаимно уничтожаются. Магнитопровод ТНП должен быть надежно изолирован от брони кабеля.

Для разветвленных сетей с изолированной нейтралью, где емкостной ток одного фидера значительно меньше общего емкостного тока, в качестве ЗЗ можно применить просто токовую защиту высокой чувствительности. Такая защита имеется в устройствах УЗА, а также в большинстве микропроцессорных токовых устройств защиты зарубежных фирм. При малой протяженности кабелей в сети, или, если кабели разной длины и ток в одном кабеле соизмерим с общим током замыкания на землю, требуется применить направленную защиту нулевой последовательности. Такая защита входит в одну из модификаций УЗА-АТ и во многие устройства зарубежных фирм, например: устройство MiCOM P125-127. Широко распространена также защита ЗЗП производства ЧЭАЗ. Аналогом такой защиты является разработанное с участием авторов устройство направленной (ненаправленной) защиты от замыканий на землю типа ЗЗН1\ЗЗН2. Направленная защита от замыканий на землю входит также в состав большинства устройств РЗА практически всех производителей.

Для сетей с компенсацией емкостного тока ЗНЗ «компенсированной нейтралью» эти принципы защиты от ЗЗ не годятся, так как величина тока на поврежденной линии может быть меньше, чем на неповрежденной, а направление этого тока может быть каким угодно. Для них используются специальные защиты, работающие на высших гармониках, учитывая, что реактор в нейтрали компенсирует только основную гармонику тока, а высшие гармоники остаются. На данном принципе работают, выпускаемые ЧЭАЗом, устройства УСЗ-2 или УСЗ-3, измерение суммы высших гармонических по предложению авторов введено в устройства Micom P122 и P123, фирмой Радиус-автоматика изготавливается устройство Сириус ОЗЗ работающее на том же принципе что и устройство УСЗ-3М, но с автоматическим поочередным подключением выходов ТТНП ко входу устройства.

В реле защиты зарубежного производства ALSTOM, SIEMENS, ABB применяется защита по направлению активной мощности нулевой последовательности. Например: реле MiCOM – P125 -127, 140 используют реле направления и величины активной мощности. Активные токи утечки на землю не компенсируются реактором, и их величина и направление используются защитой для определения поврежденного фидера.

Величина тока высших гармоник не постоянна, а зависит от схемы сети, тока нагрузки, уровня напряжения на шинах; поэтому величина тока в защите ЗЗ колеблется и трудно подобрать уставку, а рассчитать ее тоже нельзя, не имея реальных данных. Поэтому, часто, единственным методом настройки такой защиты является опыт замыкания на землю, при котором определяются величины токов высших гармоник на поврежденном и неповрежденных фидерах. Но, как уже упоминалось выше, наибольший эффект при применении метода высших гармоник, дает принцип сравнения величины тока на фидерах. Его можно организовать на подстанционном уровне управления. В любом случае величина тока высших гармоник на поврежденном фидере больше, чем на неповрежденном.

Логическая защита шин (ЛЗШ)

Короткие замыкания на шинах комплектных распределительных устройств, приводят к быстрому разрушению поврежденной и смежных ячеек, если они отключаются максимальной защитой ввода. Поэтому, как правило, ячейки снабжаются специальными устройствами защиты шин. Это так называемые устройства дуговой защиты шин. Они бывают клапанные, световые и устанавливаются заводом изготовителем ячейки. В главе 2 описано устройство дуговой защиты на оптоволоконном кабеле ПД-01, разработанном с участием авторов. Широко распространены устройства дуговой защиты на фототиристорах. Кроме специально выполненного устройства, защиту шин, со свойствами близкими к дуговой защите, можно выполнить на токовом логическом принципе, используя практически любое комплектное устройство РЗА установленное на вводе и отходящих линиях, например защиты серии PC80M, PC81, PC83, УЗА-АТ.

Токовые отсечки, примененные в указанных устройствах, позволяют блокировать себя внешним сигналом, подаваемым на дискретный вход. Эти устройства снабжены также мгновенным контактом фиксирующим пуск МТЗ для блокировки ТО на вводе и секционном выключателе.

, Принцип действия токовой логической защиты шин показан на рис. 6.4. Токовые блокирующие органы ЛЗШ выводятся от каждого фидера на шинки блокировки ЛЗШ и

поступают на дискретный вход защиты ввода и секционного выключателя. При коротком замыкании в точке K2 срабатывает защита фидера и ее блокирующий токовый орган, и в защиту ввода и СВ (при питании секции от СВ) подается блокирующий сигнал, выводящий из действия отсечку. При K3 в точке K1 т.е. на шинах, ток K3 не протекает ни в одной защите отходящей линии, поэтому отсечка не блокируется, и работает отсечка на отключение питающего ввода (или секционного выключателя).

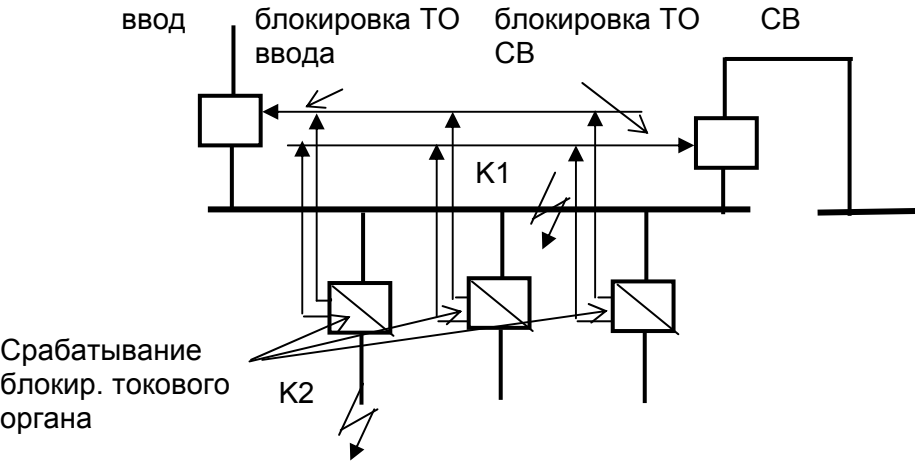


Рис.6.4. Принцип действия логической защиты шин

К недостаткам логической защиты шин следует отнести то, что в зону действия защиты, ограниченную местом установки трансформаторов тока в ячейках КРУ отходящих линий и вводов, не входят концевые кабельные воронки, и при их повреждении ЛЗШ не работает.

ЛЗШ-УРОВ

Цепи блокировки отсечки ввода от ЛЗШ в некоторых устройствах замыкаются при срабатывании измерительного токового органа и размыкаются после срабатывания выходного реле на отключение выключателя. После этого снимается блокировка вышестоящей отсечки и она срабатывает с некоторой задержкой, необходимой для отстройки от времени нормального отключения выключателя фидера. Пример цепочки состоит из последовательно соединенных контактов: нормально разомкнутого контакта токового органа ЛЗШ RL3 и нормально замкнутого контакта выходного реле KL2 см. рис 6.5.

При возникновении на фидере короткого замыкания, срабатывает токовый орган ЛЗШ – реле RL3 и блокирует токовую отсечку на вводе или СВ. После истечения выдержки времени максимальной защиты срабатывают выходные реле защиты RL1 и RL3. Реле RL1 подает напряжение на соленоид отключения выключателя, а НЗ контакты реле RL3 размыкают цепи блокировки ТО защиты ввода (СВ). Пускается токовая отсечка, на которой устанавливается выдержка времени 0.15–0.2 сек., в зависимости от быстродействия выключателя фидера. Если выключатель отключается, то ток в отсечке ввода (СВ) исчезает, и его отключение не происходит. При отказе выключателя ток K3 не исчезает, отсечка дорабатывает и отключает ввод (СВ).



Рис. 6.5. Пример выполнения схемы ЛЗШ-УРОВ

Чувствительность такого УРОВ определяется чувствительностью токовой отсечки, уставка которой выбирается по тем же правилам, как и МТЗ. В ряде случаев такой чувствительности недостаточно. В таком случае требуется применить более сложное реле, которое оснащено встроенной функцией УРОВ, например: серии MiCOM P122-127. В этих реле чувствительность УРОВ определяется встроенным в реле фидера органом минимального тока, который

имеет низкую уставку по току (меньше номинального тока фидера). Чувствительность такого УРОВ определяется только чувствительностью защиты фидера.

6.2. ПРИМЕНЕНИЕ АППАРАТУРЫ И ВЫБОР УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВЛ 6-10 КВ

6.2.1. Выбор аппаратуры

Для линии напряжением 6–10 кВ. С участием авторов разработаны серии устройств РС80М, РС81, РС83 имеющие достаточный набор функций для выполнения всех необходимых, согласно ПУЭ, функций РЗА (таблица 6,3):

Таблица 6.3.

Функции	РС81	РС83-А1	РС83-А2	РС83-АВ1	РС83-АВ2	УЗА- АТ	РС-80 М2(3)
1	2	3	4	5	6	7	8
Двух(трех)фазная МТЗ с независимой и (зависимой по заказу) характеристикой	3					2(3)*	2(3)
Двухфазная (трехфазная) МТЗ с независимой и двумя зависимыми характеристиками		4	4	4	4		
Направленная МТЗ		X			X		
Защита минимального напряжения	2			2			
Дистанционная защита					X		
ЗНЗ (сигнализация/отключение)	X	X	X	X			X
Направленная (ненаправленная) ЗНЗ		X				X	
Защита от перегрузки	X					X	
Ускорение МТЗ при включении выключателя	X	X	X	X	X	X	X
Защита минимального напряжения.				X			
Дистанционное включение и отключение выключателя	X	X	X	X	X	X	
Контроль и управление выключателем с передней панели	X	X	X	X	X		
Блокирование/разблокирование МТЗ и ТО (ЛЗШ и УРОВ)						X	
УРОВ	X	X	X	X	X		
Однократное АПВ/ЧАПВ	2 кр.	X	X	X		X	X
Измерение токов фаз	X	X	X	X		X	
Измерение тока ЗНЗ	X	X	X			X	
Запоминание тока КЗ	X	X	X	X	X		
Порт связи RS 485 для подключения к локальной сети	X	X	X	X	X		

Примечание: конкретный набор функций определяется при заказе.

Примечание По заказу поставляется зависимая характеристика совпадающая с х-кой РТ-80и РТВ.*

Устройства РС8х могут работать на постоянном и переменном оперативном токе, а также с питанием от трансформаторов тока присоединения, с использованием, при необходимости, схемы дешунтирования.

Все устройства защиты в полной мере соответствуют требованиям, предъявляемым к защите тупиковых линий 6-10 кВ. Выбор одного или другого устройства определяется уровнем требований к месту установки защиты. Устройство РС80М2 примерно в 1,5 раза дешевле микропроцессорного устройства РС81, то соответственно на столько же дешевле РС83-А2. Зато РС81 и РС83 обладают многими дополнительными функциями, которые могут быть определяющими. Это в первую очередь возможность использовать реле в качестве терминала телемеханики (ТМ), с выполнением функций телеуправления (ТУ), телеизмерения (ТИ) и телесигнализации (ТС). Устройства РС81 и РС83 запоминают величину тока короткого замыкания, что необходимо для анализа работы защиты, и оборудовано автоматическим контролем исправности. Это и определяет область применения устройств:

Микроэлектронные и микропроцессорные реле РС80Мх целесообразно применять для замены электромеханических устройств защиты при проведении реконструкции, в первую очередь на мало бюджетных объектах, а также при изготовлении недорогих КСО.

Микроэлектронные устройства УЗА–АТ целесообразно использовать на простых подстанциях: и РП где нет и не требуется ТМ, а также в случаях модернизации защиты подстанций с сохранением существующих устройств управления и телемеханики присоединений.

Микропроцессорные устройства РС81, РС83-А2 целесообразно применять при строительстве и модернизации ответственных объектов, с объединением всех устройств в локальную сеть и реализацией всех их возможностей, комплексным решением задач релейной защиты, ТМ, ТИ и ТС. Относительная дороговизна микропроцессорных устройств в таком случае оправдана более высоким технологическим уровнем решения задачи, большим набором предоставляемых функций, уменьшением затрат на кабельную продукцию, датчики ТМ, и быстро окупается. При модернизации подстанций с сохранением существующих устройств телемеханики, или при отсутствии необходимости в ТМ, можно применить более простую и дешевую модификацию микропроцессорной защиты РС81 без использования функции работы в локальной сети.

Зарубежные фирмы, такие как GE, ABB, AREVA, SIEMENS, так же предлагают широкий спектр аппаратуры для таких присоединений, основные характеристики их приведены в соответствующих приложениях к книге. Любое устройство из предлагаемых может быть применено, набор входящих в них функций превышает необходимый, и выбор конкретного устройства определяется обычно другими соображениями, например: ценой, дополнительными функциями, или наличием достаточно подробной документации и меню на русском языке.

6.2.2. Выбор характеристик защиты и их уставок

Выбор уставок МТЗ с независимой выдержкой времени

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из следующих условий:

- *Отстройка от тока нагрузки*

$$I_{сз} = k_n \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс.} / k_v \quad (6.3)$$

где

k_n – коэффициент надежности – 1,2 для микропроцессорных защит и 1,3 для РС-80М и УЗА-АТ;

$k_{сз}$ – коэффициент самозапуска можно принять равным 2,5 для городских сетей общего назначения и 2,0 для сельских сетей;

Примечание. Указанный коэффициент нельзя применять для фидера, питающего сосредоточенную двигательную нагрузку. Для таких фидеров необходимо стандартными методами определить общий пусковой ток и подставить в формулу взамен $k_{сз} \cdot I_{раб.макс.}$.

$I_{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток линии;

k_v – коэффициент возврата защиты: он составляет 0,85 для устройств РС-80 и УЗА-АТ, 0,92 для УЗА-10, для микропроцессорных устройств большинства зарубежных фирм он равен 0,95.

- *Согласование защит по чувствительности*

Ток срабатывания предыдущей защиты выбирается таким образом, чтобы она не срабатывала, если не работает последующая:

$$I_{сз.пр.} = k_{от.} \cdot (I_{нагр.} + I_{сз.посл.}) \quad (6.4)$$

где

$I_{сз.пр.}$ – ток срабатывания предыдущей (расположенной ближе к источнику тока и более удаленной от КЗ защиты);

$k_{от.}$ – коэффициент отстройки; для микропроцессорных защит может быть принят 1,15 и 1,2 для аналоговых устройств РС-80 и УЗА-АТ. Для микропроцессорных защит он может быть принят равным 1,1;

$I_{нагр.}$ – суммарный ток нагрузки неповрежденных элементов проходящий через выбираемую предыдущую защиту.

- **Выбор времени действия защиты**

Выдержка времени предыдущей защиты должна быть на ступень больше чем выдержка времени последующей защиты:

$$t_2 = t_1 + \Delta t \quad (6.5)$$

Величина ступени (Δt) зависит от погрешности реле обеих защит и может быть принята 0,2 с для микропроцессорных устройств РЗА при выдержке времени меньше 1,0 с и использовании вакуумных выключателей, и 0,3 с для РС-80М и УЗА-АТ. При выдержках времени более 1 сек и при использовании масляных выключателей, ступень селективности нужно увеличить на 0,1с.

При согласовании предыдущей защиты с независимой характеристикой, с последующей защитой имеющей зависимую характеристику, необходимо по токовременной характеристике последующей защиты определить ее время действия при токе срабатывания предыдущей защиты. Уставка предыдущей защиты по времени, должна быть на ступень больше этого времени. Так как все реле в зависимой части имеют большую погрешность, ступень селективности необходимо увеличить на 0,1-0,2 сек. После этого необходимо определить ток срабатывания последующей защиты при полученном времени срабатывания. Ток срабатывания должен быть на 20% меньше.

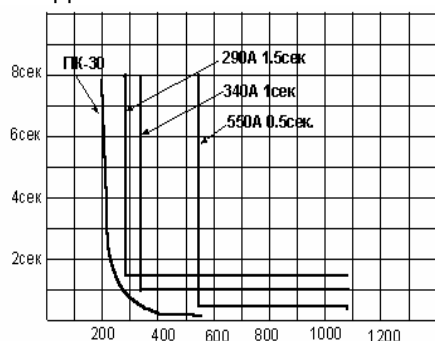


Рис.6.6. Согласование защиты с предохранителем

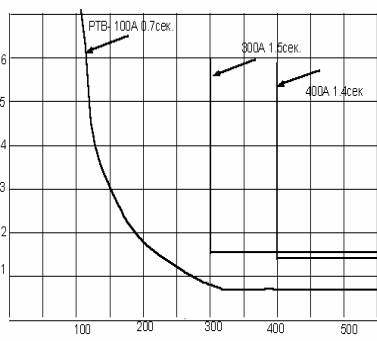


Рис.6.7. Согласование защиты с реле РТВ

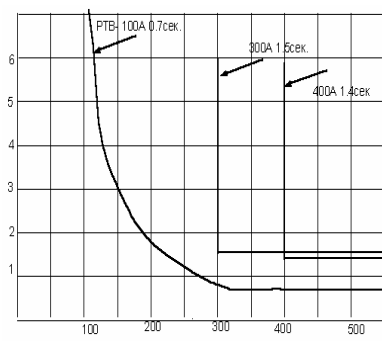


Рис. 6.8. Согласование защиты с реле РТ-80

На рис.6.6-6.8 приводятся несколько примеров согласования. Следует напомнить, что согласно ГОСТУ, характеристика предохранителя может иметь отклонение по номинальному току до 20%. Поэтому построенная амперсекундная характеристика должна быть сдвинута вправо. Кроме этого, к характеристике должно быть добавлено время гашения дуги, зависящее от тока и равное 0,03-0,1 сек.

Согласование производится в одной точке, соответствующей току и времени срабатывания предыдущей защиты. Таким образом и произведено согласование с широко распространенными в настоящее время устройствами защиты.

Некоторые выводы из примеров:

- Для уменьшения выдержки времени предыдущей защиты необходимо увеличивать ток срабатывания защиты. Для повышения чувствительности защиты приходится увеличивать выдержку времени.
- Для согласования защиты с предохранителем при уставке по времени 0,5 сек, необходимо чтобы ток срабатывания защит превышал ток плавкой вставки в 20 раз. Если ток срабатывания защиты превышает ток плавкой вставки в 10 раз, минимальная выдержка времени предыдущей защиты должна равняться 1,5 сек.
- Согласование защиты с независимой выдержкой времени с защитой на реле РТВ или РТ-85 обеспечивается при трехкратном токе срабатывания, и уставке по времени, превышающей уставку РТВ на 0,7–0,8 с. При соблюдении таких условий можно не производить расчетного согласования уставок. Такие условия можно обеспечить в городских кабельных сетях, где достаточно высок ток короткого замыкания. В сельских сетях с длинными воздушными линиями эти условия не всегда удается выполнить, поэтому приходится переходить к использованию защит с зависимой характеристикой.

Выбор уставок защит с зависимой выдержкой времени

Устройство УЗА-АТ имеет 2 зависимые характеристики, которые соответствуют формулам:

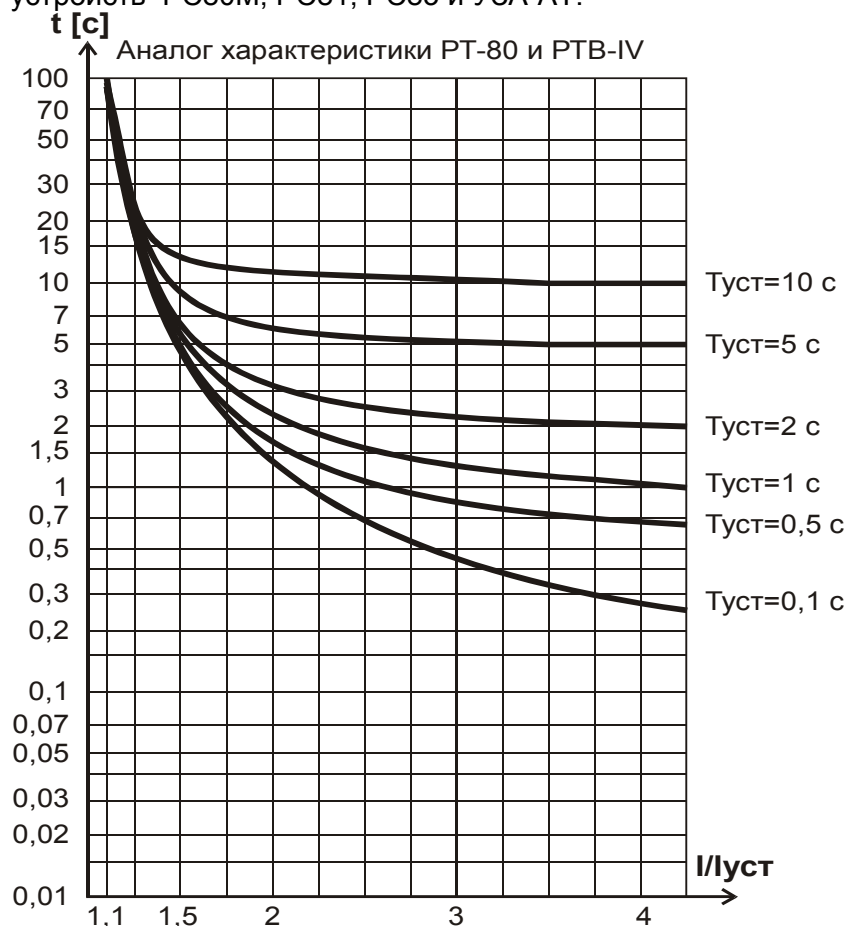
а) зависимая нормальная
$$t = \frac{0,14 \cdot K}{\left(\frac{I}{I_y}\right)^{0,02} - 1} \cdot t_y \quad (6.6)$$

б) зависимая крутая

$$t = \frac{13,5 \cdot K}{\left(\frac{I}{I_y}\right) - 1} \cdot t_y \quad (6.7)$$

Ниже показана характеристика аналогичная характеристикам электромеханических реле для

устройств PC80M, PC81, PC83 и УЗА-АТ.



Выбор тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока нагрузки не отличается от выбора уставок защиты с независимой характеристикой. Однако выбор уставки по условию согласования значительно усложнен. Защиты должны быть согласованы во всех точках характеристики, поэтому согласование удобнее производить графически. Для этого по указанным формулам рассчитываются несколько точек, которые наносятся на график, и через них проводится кривая, на тот же график наносится характеристика последующей защиты.

Согласование зависимой характеристики последующей защиты с независимой характеристикой предыдущей защиты производится отдельно по току и по времени. По времени характеристики согласовывается при максимальной величине тока КЗ в месте установки последующей защиты. Время срабатывания защиты с зависимой характеристикой должно быть на ступень меньше, чем уставка по времени последующей защиты. По току согласование производится на уставках срабатывания защиты. Как уже говорилось, отношение уставки срабатывания предыдущей защиты к уставке последующей должно быть равно 1,2.

На рис. 6.9 показано согласование с предохранителями (из рисунка видно, что наиболее подходящей характеристикой, является зависимая крутая с уставками 120А 0,5 с). Независимая характеристика, выбранная ранее, имеет уставку 300 А, а зависимая нормальная – 300 А, 0,5 с. Расчетная характеристика предохранителя сдвинута вправо на 20%, для учета ее возможного отклонения от типовой.

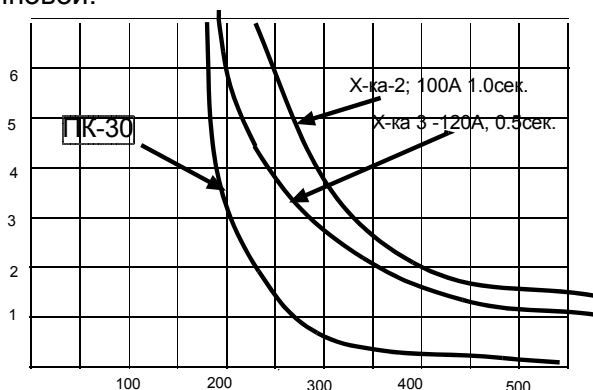


Рис.6.9. Подбор характеристики для согласования защиты УЗА-АТ с предохранителем ПК –30

На рис. 6.10 показано согласование зависимой предыдущей защиты на реле УЗА-АТ с характеристикой последующей защиты выполненной на реле серии РТ 80

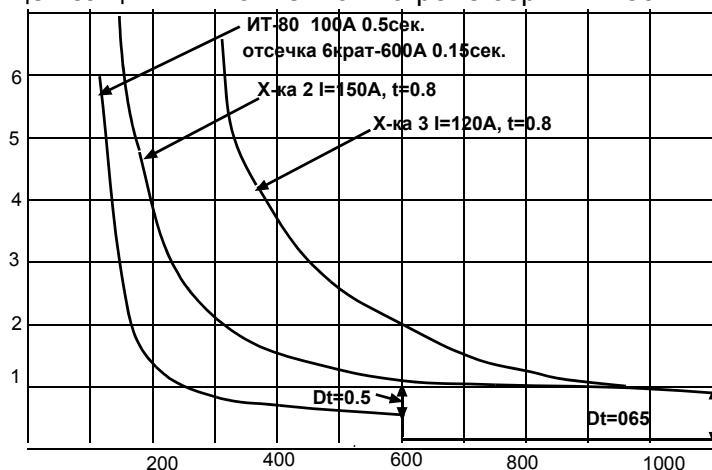


Рис. 6.10. Подбор характеристики для согласования с защитой на реле РТ-80

На реле типа РТ-80 выполнена максимальная защита с зависимой характеристикой (уставка 100 А, 0,5 сек и токовую отсечку с уставкой 600 А. Из рис. 6.10 видно, что наиболее подходящей характеристикой будет обратная нормальная с уставкой 150 А, 0,8 сек. Крутая характеристика имеет значительно большую выдержку времени в зоне малых токов, а независимая имела большую уставку по току – 300 А. Расчетной точкой на характеристике была точка при токе срабатывания отсечки.

Проверка дешунтирования

В качестве автономной защиты без использования дополнительного источника оперативного тока в распредсетях широко используются схемы с дешунтированием. Они выполняются на электромеханических реле с мощными контактами, позволяющими дешунтировать большие токи, протекающие при коротких замыканиях, схема защиты с дешунтированием показана на рис. 6.11.

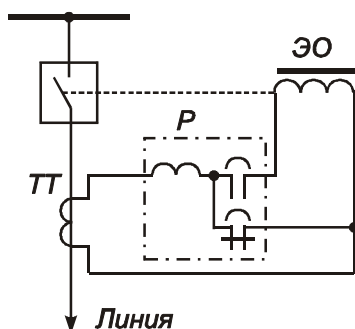


Рис. 6.11. Схема дешунтирования на электромеханическом реле:

Р – реле со специальными усиленными контактами (например, реле РТ-85 или РТ-95);
ТТ – трансформатор тока

В нагрузочном режиме и при КЗ до срабатывания защиты ток протекает через нормально закрытый контакт реле защиты, шунтирующий электромагнит отключения. При срабатывании защиты электромагнитное реле переключается, электромагнит раскорачивается, и в него поступает ток от трансформатора тока. Если тока достаточно для отключения, электромагнит срабатывает и выключатель отключается.

Электромагнит отключения – это токовое реле прямого действия (РТМ), встроенное в пружинный привод, например, типа ПП-67, ВМПП-10, ВК-10. Минимальный ток срабатывания токового реле равен 5 А. Существуют специальные электромагниты отключения переменного тока с током срабатывания 3 А. Это ТЭО в приводе ПП-67 или ЭОТТ в приводе выключателя ВМПП-10.

Некоторые модификации реле РС80М, РС81, РС83 и УЗА-АТ оснащены схемой дешунтирования. Взамен электромеханического реле для дешунтирования применен семистор (триак) ТС-132-50-10, позволяющий дешунтировать токи до 150 А и более. Нормально семистор открыт, и ток течет через него, минуя электромагнит отключения, при срабатывании защиты семистор закрывается, и электромагнит отключения срабатывает.

При выборе уставок защиты, выполненной со схемой дешунтирования, появляется еще одно дополнительное требование к обеспечению срабатывания защиты: обеспечение дешунтирования.

Для надежного действия ЭО после дешунтирования (при переключении контактов реле P на рис. 6.11) необходимо, чтобы $I_{сз}$ максимальной защиты был больше, чем ток срабатывания ЭО. При этом дополнительно учитывают увеличенную токовую погрешность трансформатора тока после дешунтирования ЭО, которая может возникнуть в связи с резким увеличением сопротивления его вторичной нагрузки за счет сопротивления ЭО ($Z_{ЭО} = 2-4$ Ом, а при некоторых схемах соединения трансформаторов тока сопротивление увеличивается в 2-3 раза, см. главу 4). При этом растет погрешность трансформатора тока. Условием обеспечения дешунтирования является требование, чтобы после срабатывания защиты ток через электромагнит был достаточный для отключения выключателя.

Таким образом, условие согласования:

$$I_{сз} \geq k_n I_{сЭО} + I_{нам} \quad (6.8)$$

где

k_n – коэффициент надежности, равный 1,2-1,4;

$I_{сЭО}$ – ток срабатывания электромагнита отключения;

$I_{нам}$ – ток намагничивания трансформатора тока после дешунтирования. Ток намагничивания определяется при токе равном $k_n I_{сЭО}$

Первичный ток срабатывания защиты будет равен:

$$I_{сз} = (k_n I_{сЭО} + I_{нам}) \cdot n_{тт} \quad (6.9)$$

Если полная погрешность трансформаторов тока и в режиме после дешунтирования не превышает 10%, то в выражениях (6.8), (6.9) принимается $I_{нам} = 0,1 \cdot k_n I_{сЭО}$. Тогда при использовании стандартных электромагнитов отключения, у которых $I_{сЭО} = 5$ А, ток срабатывания основных реле защиты должен быть $I_{сз} = 6,6$ А. При использовании специальных электромагнитов отключения с током срабатывания $I_{сЭО} = 3$ А – $I_{сз} = 4,5$ А. Эти условия обычно выполняются при установке выносных трансформаторов тока, у которых при кратности тока 1,2-1,4 допустимая вторичная нагрузка превышает 4 Ом. При использовании встроенных трансформаторов тока (особенно типа ТВТ 35 кВ и 110 кВ на маломощных трансформаторах) оказывается, что это условие не соблюдается. Поэтому, в таких схемах часто приходится включать 2 ТТ последовательно, или заглублять защиту. Если при этом не обеспечивается достаточная чувствительность защиты, то схема с дешунтированием ЭО не применяется. В качестве источников оперативного тока в таких случаях используются предварительно заряженные конденсаторы (главным образом, в схемах защиты трансформаторов 35, 110 и 220 кВ).

Кроме проверки выполнения условий (6.8) и (6.9) для этих схем (рис. 6.11), необходимо убедиться, что максимальный вторичный ток при КЗ в месте установки защиты ($I_{2КЗ\max}$) не превышает допустимого значения тока, дешунтируемого контактами реле РТ-85, РП-341, равного 150 А (30 $I_{ном}$) и 250 А для РС80М, РС81, РС83, УЗА-АТ.

$$I_{2КЗ\max} = \frac{I_{КЗ\max} k_{сх}^{(3)}}{n_T} \leq I_{дон} = 150 \text{ А} \quad (6.10)$$

Выражение (6.10) не учитывает погрешности трансформатора тока.

Использование токовой отсечки

Токовая отсечка без выдержки времени отстраивается по току от коротких замыканий на смежных присоединениях: линиях, трансформаторах. Чувствительность отсечек проверяется по току короткого замыкания в месте установки защиты. Требуемый коэффициент чувствительности – 1,2.

На рисунке 6.12. изображена схема, для которой выбираются уставки отсечки. Ниже показан график изменения тока короткого замыкания вдоль линии.

Для защиты **31** уставка должна отстраиваться от ТКЗ в точке КЗ:

$$I_{ср.отс.31} = k_n \cdot I_{КЗ\text{ КЗ}} \quad (6.11)$$

Коэффициент надежности может быть принят 1,2 для реле РС81, РС83 и 1,3 для реле УЗА АТ. Для защиты **32** точки, от токов КЗ в которых должна отстраиваться отсечка, две: место подключения отпаечного трансформатора К1, и шины смежной подстанции К2.

Точка К1 расположена ближе и ток КЗ в ней больше. Поэтому она может быть расчетной точкой для выбора уставок отсечки.

$$I_{ср.отс.32} = k_n \cdot I_{кз К1} \quad (6.12)$$

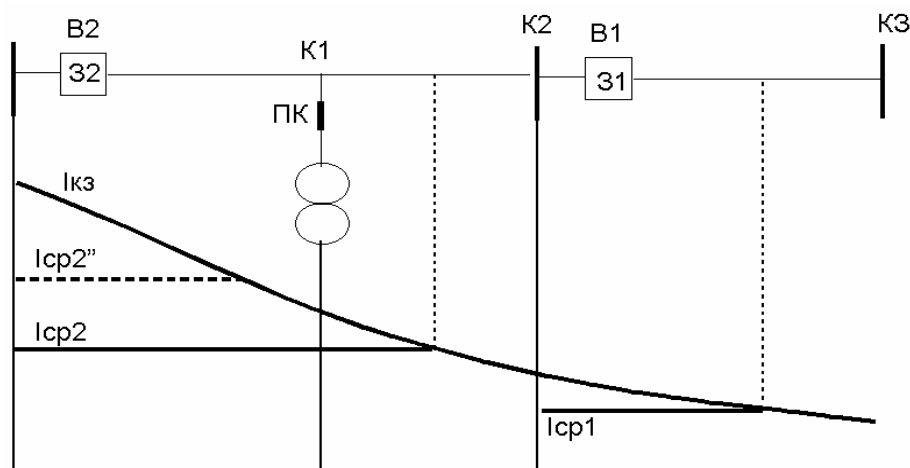


Рис 6.12. Схема сети для выбора токовой отсечки, график изменения тока. Однако в ряде случаев такой ток отсечки недопустимо заглубляет отсечку, и приходится отстраиваться от КЗ в точке К2.

$$I_{ср.отс.32} = k_n \cdot I_{кз К2} \quad (6.13)$$

При этом отсечка срабатывает при КЗ на выводах трансформатора, т.е. работает неселективно.

Поскольку КЗ в трансформаторах бывает реже, чем на линиях, такую неселективность можно допустить. Эта неселективность может быть исправлена действием АПВ, при условии, что предохранитель успевает перегореть за время отключения выключателя действием отсечки. При токе КЗ равном пятнадцатикратному номинальному току плавкой вставки ПК, время ее перегорания менее 0,1 с, и это условие обеспечивается. Не менее такой величины должна быть выбрана уставка отсечки.

$$I_{ср.отс.32} = 15 I_{ном ПК} \quad (6.14)$$

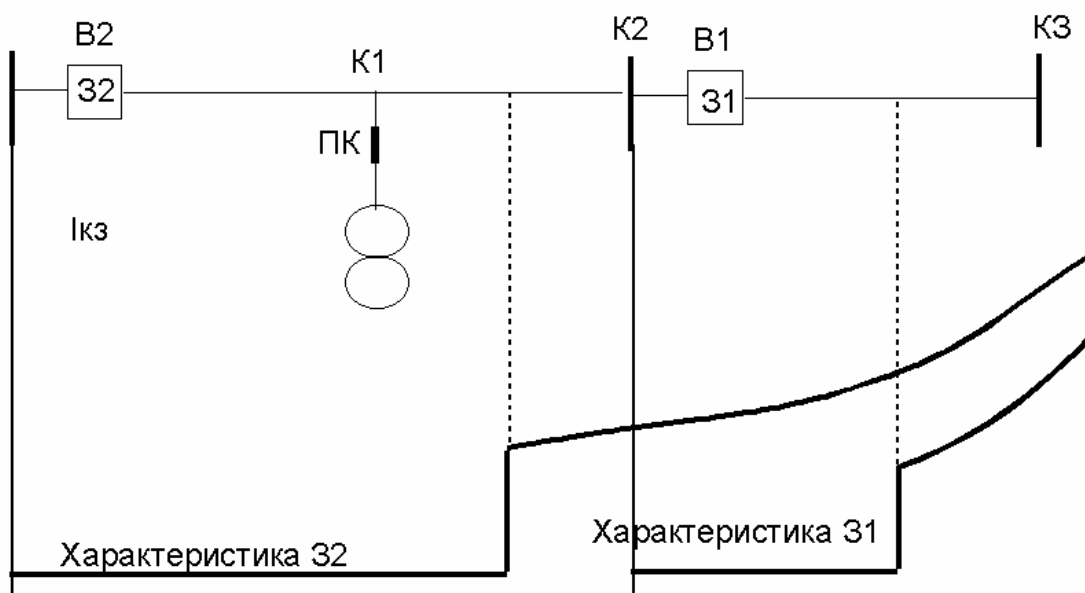


Рис. 6.13. Характеристики выдержки времени токовых защит с использованием максимальной защиты с зависимой характеристикой и токовой отсечкой

Еще одним условием выбора токовой отсечки, является отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов, подключенных к линии, при включении линии под напряжение при выдержке времени отсечки порядка 0,05 с ток срабатывания отсечки должен быть равен пяти суммарным номинальным токам трансформаторов.

$$I_{ср.отс.32} = 5I_{ном сумм.} \quad (6.15)$$

Как правило, при выборе отсечки такое соотношение получается.

Отсечка, выбранная таким образом, полностью линию не защищает, и получается такая характеристика: см. рис 6.13.

Начало линии с большим ТКЗ защищается токовой отсечкой, а конец с током КЗ, меньшим уставки отсечки – максимальной защитой.

При выполнении уставки отсечки, следует принимать во внимание особенности ее выполнения на разных типах реле. Если на устройстве РС83 уставка задается непосредственно в единицах тока и времени, то на реле РС81, УЗА-АТ уставка задается в виде кратности к току срабатывания максимальной защиты.

$$k_p = I_{ср отс} / I_{ср МТЗ} \quad (6.16)$$

Защиты от замыканий на землю

При выборе уставок ненаправленной защиты от замыканий на землю, в сети где отсутствует компенсация, необходимо определить расчетом суммарный ток замыкания на землю и токи замыкания на землю конкретного фидера.

$$I_{ср} = k_n \cdot I_{зз} \quad (6.17)$$

где

$I_{зз}$ – емкостной ток замыкания на землю конкретного фидера;

k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,5 для защиты имеющей выдержку времени порядка 0,3 сек и более. Если требуется нулевая выдержка времени, то k_n должен быть увеличен до 3-4 для отстройки от броска емкостного тока в переходном режиме замыкания на землю. Поскольку в большинстве случаев защита действует на сигнал, целесообразно ввести выдержку времени, чтобы не понижать чувствительность защиты.

Проверяется чувствительность защиты по общему току замыкания на землю сети, за вычетом тока замыкания на землю данного фидера.

$$k_q = 3I_{0сети} / I_{ср}, k_q \geq 2 \quad (6.18)$$

Защиты по току нулевой последовательности, подключаемые к трансформаторам тока нулевой последовательности отечественного производства, нельзя настраивать, непосредственно выставляя уставку в реле. Коэффициент трансформации этих трансформаторов резко меняется в зависимости от нагрузки из-за их малой мощности см. п. 6.1. На уставку влияет даже сопротивление соединительных проводов. Поэтому, настройка ведется по первичному току, подаваемому через провод, пропущенный через зазор ТНП. Для начала можно принять коэффициент трансформации ТНП, равным 25. Уставки защит от ЗНЗ устройств РС80М2-24-31, РС81, РС83, УЗА-АТ градуируются непосредственно в первичном токе, проходящем через трансформатор тока типа ТЗЛМ.

Направленные защиты от замыканий на землю не отстраиваются от тока замыкания на землю конкретного фидера, поэтому, могут быть выполнены более чувствительными. Уставки определяются необходимостью обеспечить нужную чувствительность при замыкании на землю. В заключении следует отметить, что решение ПТЭ о возможности работы линии с замыканием на землю, сейчас подвергнуто сомнению. Провод, лежащий на земле или на сооружениях, очень опасен для окружающих в густонаселенной местности. Однако защиту от замыканий на землю на указанных принципах трудно выполнить селективной.

Для обеспечения селективности за рубежом применяется, и начинает применяться и у нас, режим заземления нейтрали через резистор. У нас применяется резистор 100 Ом. Активный ток замыкания на землю с таким резистором равен 60 А в сети 10 кВ и 36 А в сети 6 кВ. Такого тока вполне достаточно для обеспечения четкой и селективной работы токовой защиты нулевой последовательности, в том числе и при ее включении в нулевой провод фазных трансформаторов тока. В таких условиях защита от замыкания на землю должна работать на отключение.

Для линий 35кВ, даже кабельных, трансформаторы тока нулевой последовательности отсутствуют. Поэтому защиты от замыканий на землю, которые применяются на кабельных линиях 6-10 кВ использовать нельзя. Замыкание на землю определяется после срабатывания сигнализации «земли» по напряжению, путем поочередного отключения линий.

Устройство АПВ

АПВ обязательно применяется на воздушных и смешанных линиях, иногда применяется и на кабельных линиях.

Уставки АПВ на тупиковых линиях не требуют специальных расчетов. Необходимость задания выдержки времени АПВ диктуются следующими соображениями:

- после отключения линии должно восстановиться место повреждения – произойти деионизация внешней среды, заплыв место пробоя кабеля, упасть наброс, попавший на линию электропередачи;

- выключатель должен восстановить отключающую способность, например гасительная камера должна заполниться маслом.

Все эти процессы наверняка закончатся через 2 сек. Эта уставка АПВ и предлагается к выполнению на указанных устройствах.

$$t_{АПВ} = 2,0 \text{ сек} \quad (6.19)$$

В ряде случаев такой длительный перерыв питания не допускается потребителем из-за возможности нарушения технологического процесса. В этом случае выдержка времени АПВ может быть уменьшена до требуемой величины, если это позволяет примененный выключатель. Кроме уставки АПВ по времени, для устройства РС83 необходимо указать время готовности выключателя. Время готовности позволяет исключить АПВ при повторяющихся КЗ, поскольку, если выключатель вновь отключится через время, меньшее времени готовности АПВ, оно не произойдет. Практически выбор времени готовности определяется волевым решением руководства службы РЗА предприятия. При отсутствии такого решения, можно установить время равным 30 сек. Время готовности для устройства УЗА-АТ (РС81) не регулируется и составляет 30 сек.

Ускорение максимальной защиты при включении выключателя

В устройствах РС83, как и в большинстве аналогичных устройств, предусматривается ускорение максимальной токовой защиты при включении выключателя присоединения. Ускорение имеет одну выдержку времени 0,5 сек и вводится на время 1 сек. Согласно ПУЭ защита ускоряется, если выдержка времени максимальной защиты превышает 1 сек. Каких-либо дополнительных расчетов для обоснования возможности ввода ускорения не требуется. Выдержка 0,5 сек обеспечивает отстройку ускоряемой ступени от всех переходных процессов.

Как частный случай ускорения защиты, иногда применяется ускорение до АПВ. Ускорение МТЗ до АПВ может применяться, например, на выключателе длинной линии 35кВ, от которой последовательно питаются несколько подстанций 35/10кВ без постоянного оперативного персонала. Зачастую, оборудование таких подстанций сильно изношено, а низкое качество обслуживания их оперативно-выездными бригадами не гарантирует работу АПВ на выключателях. Суть ускорения до АПВ в том, что при КЗ на линии, она отключается сначала в голове по ускорению МТЗ (с меньшей выдержкой времени), не селективно, а затем, включается от АПВ. Если КЗ не устранилось, после АПВ МТЗ переключается на селективную (большую) выдержку времени, и в дальнейшем повреждение селективно отключается защитой, ближайшей к месту повреждения.

6.3. ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ЗАЩИТ И ИХ УСТАВОК НА ТУПИКОВЫХ ВЛ 35 КВ

Выбор аппаратуры

Как правило, на линиях 35 кВ применяются защиты с независимой выдержкой времени. Нагрузкой линии является трансформатор, защищенный дифзащитой или токовой отсечкой и максимальной защитой с независимой выдержкой времени. Защиты трансформатора действуют на отключение выключателя, или на включение короткозамыкателя. Для защиты трансформаторов напряжением 35 кВ применяются так же предохранители ПСН-35. Применение защит с независимой выдержкой времени, упрощает расчеты, не требует построения графиков.

Применяемая аппаратура для ВЛ-35 кВ имеет повышенные требования по сравнению с аппаратурой для ВЛ-10 кВ.

Защиты на линиях 35 кВ должны устанавливаться в трех фазах или быть трехэлементными, с установкой двух элементов в фазах (как правило, А и С), а третьего в обратный провод соединенных в звезду двухфазных трансформаторов тока, где протекает сумма токов двух фаз. Это требование диктуется тем соображением, что при двухфазном коротком замыкании за трансформатором со схемой соединения звезда-треугольник, ток короткого замыкания только в одной фазе равен полному току КЗ а в двух других – половине этого тока. Поэтому защита, которая резервирует КЗ за трансформатором, должна быть обязательно трехфазной (трех-

элементной). Тогда ее чувствительность будет одинаковой при любом коротком замыкании на стороне НН трансформатора.

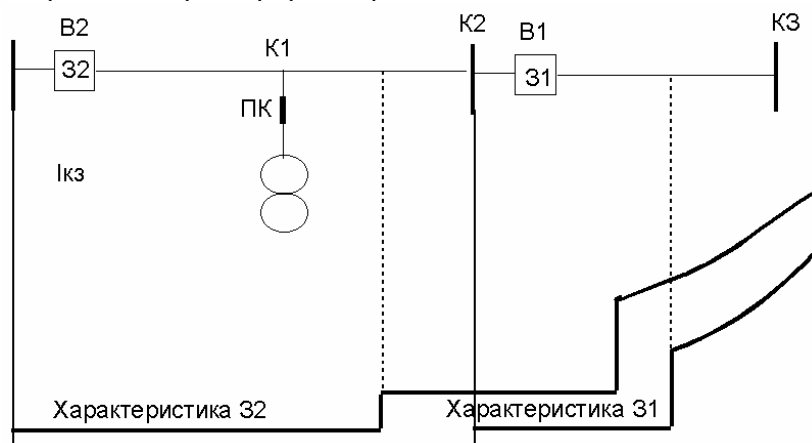


Рис. 6.14.Выполнение 3 ступенчатой защиты на ВЛ 35 кВ

Защиту целесообразно иметь трехступенчатой, для уменьшения выдержек времени, с которыми отключаются защищаемая линия (см. рис. 6.14). Дополнительная 2-я ступень защиты **32** согласовывается по току и по времени с токовой отсечкой защиты **31**. Выдержку времени отсечки можно установить равной 0,1–0,5 сек (задержка для обеспечения перегорания предохранителя ПСН-35). В результате оказалось, что линия защищается защитой **32** с выдержкой времени: в начале – 0,15 сек, а в конце – 0,35 сек (для MICOM). Максимальная защита должна работать в зоне резервирования, т.е. при КЗ за трансформатором и на смежной линии электропередачи.

Проверка чувствительности при резервировании производится при двухфазном КЗ в минимальном режиме на резервируемой линии, и при трехфазном КЗ в минимальном режиме на резервируемом трансформаторе (при КЗ за трансформатором со схемой соединения Y/Δ ток КЗ на стороне ВН при двухфазном КЗ в той фазе, где протекает полный ток КЗ равен току трехфазного КЗ).

В качестве защиты для простой сети можно применить двухступенчатую защиту типа РС-80 МЗ, четырехступенчатую РС83 или Сириус, а также большинство защит GE, ABB, ALSTOM, SIEMENS. Если отказаться от резервирования защит трансформатора при двухфазном КЗ на стороне 35 кВ, то в ряде случаев можно применить и двухфазную защиту защиты РС81 или УЗА-АТ. Схема сети 35 кВ часто бывает сложной, из-за наличия связей по сети и разных источников питания. Обычно применяются кольцевые разомкнутые сети. Может меняться как источник питания, так и направление питания. Поэтому выбор и согласование уставок в такой сети производится для различных режимов, в каждом из которых должны обеспечиваться требования чувствительности и селективности защиты. В этих случаях можно использовать, имеющуюся в большинстве устройств защиты, возможность переключения на второй набор уставок. Однако наиболее пригодным представляется применение направленных защит, например: устройств Сириус 2, МРЗС-05, F650 фирмы GE, REF 54х (ABB), 7SJ 5 (SIEMENS), MICOM P127 (ALSTOM). В таком случае не понадобится организовывать изменение уставок защиты при переключениях в сети.

Выбор уставок направленных защит для некоторых тупиковых схем

Схема двух параллельных линий

Схема часто применяется в случаях, когда по одной линии не удастся обеспечить питание всей нагрузки секции. Приходится включать параллельно 2 линии. Для обеспечения селективности на приемной стороне, защиты РЗ-3, РЗ-4 необходимо выполнить направленными см. рис. 6.15.

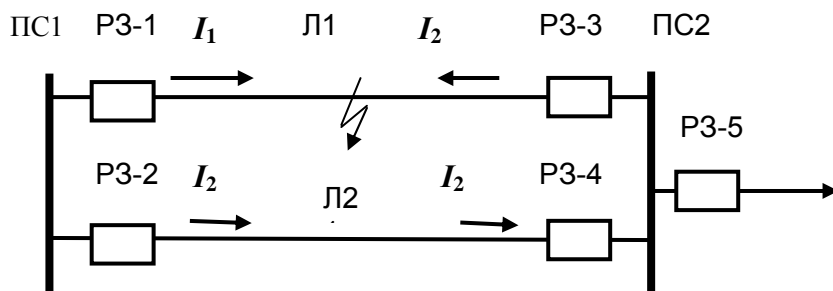


Рис. 6.15. Распределение ТКЗ при повреждении одной из параллельных линий

При коротком замыкании на Л1 через защиты РЗ-3 и РЗ-4 протекает одинаковый ток (I_2), и по его величине невозможно определить, на какой линии произошло короткое замыкание и которую нужно отключить с приемной стороны. Это и определяется по направлению тока в защитах. Поэтому защиты РЗ-3 и РЗ-4 необходимо выполнить направленными. Можно применить устройства защиты УЗА-10А.2 с дополнительным блоком направления мощности, серии F650 GE или подобную защиту других производителей.

С питающей стороны может быть применена ненаправленная 2–3-ступенчатая защита. При коротком замыкании на одной из ВЛ в начале линии, в защите РЗ-3 и РЗ-4 ток КЗ не протекает. В этом случае должна сработать токовая отсечка на ПС-1 и отключить выключатель. После этого весь ток КЗ протечет по цепи ПС1, Л2, ПС2, Л1, а по защитах РЗ-3, РЗ-4 пройдет одинаковый ток КЗ, которого достаточно для срабатывания защиты, и сработает та защита, у которой ток направлен в линию см. рис 6.16:

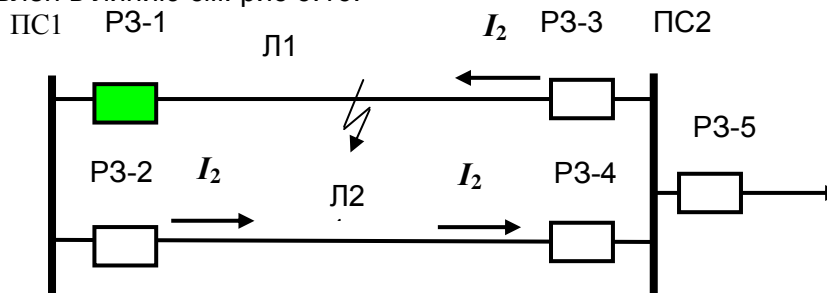


Рис. 6.16. «Каскадное» отключение линии

При коротком замыкании в конце ВЛ у шин ПС2 в режиме рис 6.15 токи КЗ, протекающие по защитах РЗ-1 и РЗ-2 примерно одинаковы и определить на какой ВЛ повреждение невозможно. В этом случае короткое замыкание первым должна отключить защита на ПС2, которая выполнена направленной и отключит именно поврежденную линию.

Выбор уставок

– По общим правилам выбирается защита тупиковой линии РЗ-5. Выбрано 2 ступени: максимальная защита и отсечка.

– Производится выбор защит на приемной стороне ПС-2. Для обеспечения четкой работы защиты достаточно одноступенчатой токовой отсечки с этой стороны. Ток срабатывания достаточно отстроить от нагрузки фидера в нормальном рабочем режиме.

$$I_{cp} = \frac{k_n}{k_g} \cdot I_{нагр.ном.} = \frac{1,2}{0,95} \cdot I_{нагр.ном.} = 1,25 \cdot I_{нагр.ном.}$$

– Производится выбор 1 ступени защиты РЗ-1 (РЗ-2). Эта защита должна быть отстроена от тока КЗ в конце линии в максимальном режиме при условии, что вторая линия отключена.

$$I_{cp} = k_n \cdot I_{КЗ ПС2} = 1,2 \cdot I_{КЗ ПС2}$$

– Производится выбор 2 ступени (максимальной защиты) РЗ-1 (РЗ-2). Принцип выбора обычный: отстройка от максимального тока нагрузки ВЛ с учетом самозапуска и возможности наброса нагрузки при отключении второй параллельной ВЛ.

$$I_{cp} = \frac{k_n}{k_g} \cdot I_{нагр.макс.} = 1,25 \cdot I_{нагр.макс.}$$

– Производится проверка чувствительности максимальной защиты РЗ-1 (РЗ-2) в минимальном режиме, при двухфазном КЗ и параллельной работе линий.

$$k_u = I_{КЗ мин}^{(2)} / I_{cp}$$

Проверка чувствительности производится в двух точках в основной зоне – на шинах ПС2 ($k_u \geq 1,5$) и в зоне резервирования в конце линий, отходящих от ПС2 ($k_u \geq 1,2$).

– Производится проверка чувствительности отсечек в зоне их каскадного действия. Проверка производится при минимальном режиме системы и двух параллельно работающих линиях. Цель проверки – убедиться в том, что зоны отсечек перекрываются и, при КЗ в любом месте линии, работает хотя бы одна отсечка. Считается ток, протекающий через защиты РЗ-1 и РЗ-3 (РЗ-2 и РЗ-4) при коротком замыкании в середине линии. Если обе защиты имеют чувствительность при КЗ в этой точке не менее 1,5, значит каскадная работа обеспечивается. Если чувствительность защиты не обеспечивается, обычно это получается для отсечки РЗ-1, пер-

вый участок линии делится пополам, и рассчитывается КЗ в середине участка (0,25 длины линии). Производится повторная проверка чувствительности, если снова не получается, то делятся пополам получившиеся участки, считается ток КЗ и опять проверяется чувствительность.

– Если линии очень коротки, то каскадное действие отсечек может быть не обеспечено. В этом случае при КЗ в той точке, где уже не работает отсечка на ПС2 и не работает отсечка на ПС1, КЗ будет отключаться максимальной защитой этой линии. Отключение КЗ будет задержано на время срабатывания максимальной защиты после чего должна сработать отсечка на ПС2. Ускорить отключение может применение на ПС1 второй ступени токовой отсечки с малой выдержкой времени, согласованной по току и по времени с отсечкой отходящей ВЛ на ПС2 (РЗ-5), а также с отсечкой защиты на приемном конце параллельных линий (РЗ-3 – РЗ-4). Согласование производится в режиме с одной линией. Проверка чувствительности в зоне каскадного действия производится таким же способом, как и для токовой отсечки.

Разомкнутый транзит 35 кВ

Упрощенную схему показано на рис. 6.17:

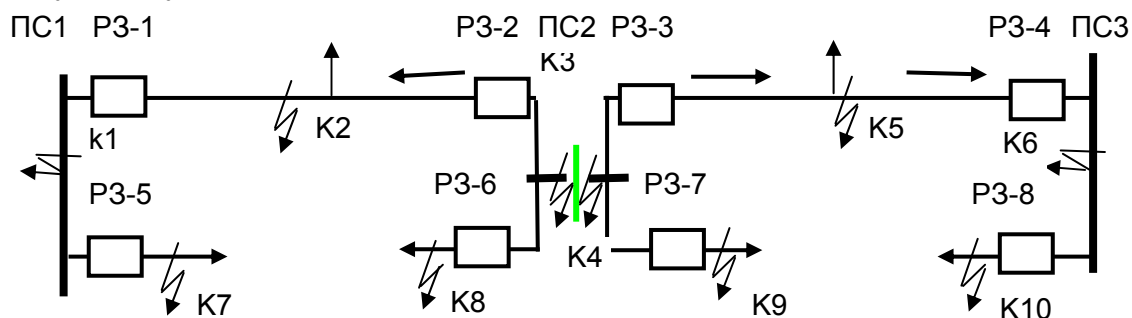


Рис. 6.17. Разомкнутый транзит 35 кВ

На ПС2 разрез: часть нагрузки питается от ПС1, вторая часть – от ПС3. На каждой линии имеются отпайки. В ремонтном режиме возможен перенос разреза на выключатель линии со стороны ПС1. Возможно также питание нагрузки ПС1 и ПС2 целиком от ПС3. Такие же самые варианты питания предусмотрены для ПС3. Применение направленных защит позволяет обеспечить селективность защиты во всех перечисленных режимах. Для этого направленными должны быть выполнены защиты РЗ-1, РЗ-2, РЗ-3, РЗ-4. Остальные защиты могут быть ненаправленными.

Выбор уставок защиты и их согласование производится отдельно по двум направлениям питания:

- При питании от ПС1 согласовываются защиты РЗ-3 с РЗ-8, и РЗ-1 с защитами РЗ-3, РЗ-6 и РЗ-7.
- При питании от ПС3 согласовываются защиты РЗ-2 с РЗ-5, и РЗ-4 с защитами РЗ-2, РЗ-6 и РЗ-7.

За исключением того, что защиты направленные, условия выбора уставок ступенчатых защит сохраняются прежними. Первая ступень отстраивается от тока КЗ в конце линии и за трансформатором отпайки, и по времени выдержка равна 0. Вторая ступень согласовывается по току с отсечками последующих линий и отстраивается от тока КЗ за трансформатором отпайки. Третья ступень отстраивается от тока нагрузки и согласовывается по току и по времени с максимальной защитой последующей линии и «отпаечных» трансформаторов. Проверяется чувствительность ступенчатых защит в основной зоне и в зоне резервирования.