

17 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА*

17.1. СХЕМЫ ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

Наиболее широкое применение в настоящее время получили тяговые сети переменного тока напряжением 27кВ.

Источниками питания тяговых сетей являются тяговые подстанции, подключенные к сетям напряжением 110-220кВ см. рис.17.1.

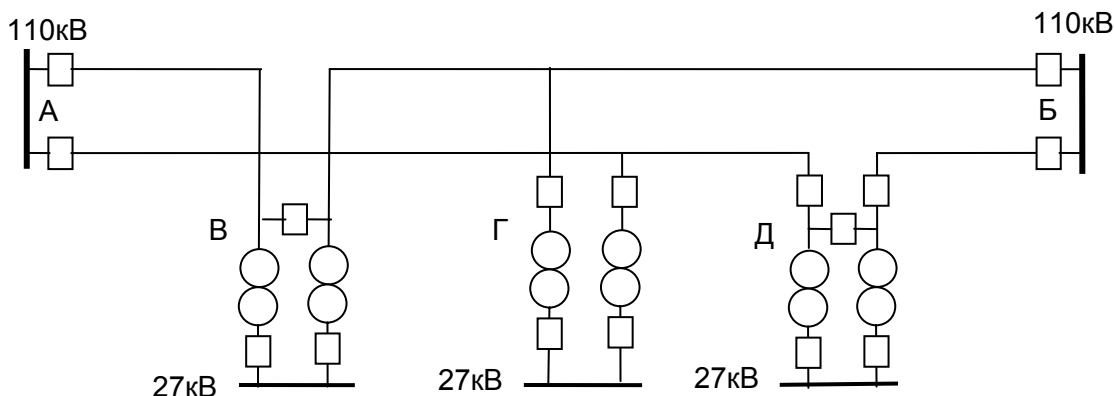


Рис. 17.1. Схема питания тяговых подстанций переменного тока

- А, Б – Опорные подстанции;
- В – Подстанция с заходом на одном выключателе;
- Г – Отпайная подстанция;
- Д – Подстанция с заходом на 2 выключателях.

Схема «В»: заход одной линии на ПС с секционным выключателем. Трансформатор присоединяется к сети через отделитель и короткозамыкатель (ОД-КЗ). Недостаток схемы: необходимость, для снятия подпитки по 27кВ, при коротком замыкании на линии, отключения одного трансформатора, для чего применяется специальная защита. При отключении питающей линии отключается и подключенный к данной линии трансформатор.

Схема «Г»: подключение тяговой подстанции отпайкой к линии через выключатель. Недостаток схемы: возможность, при повреждении обеих цепей двухцепной линии, потери обеих тяговых трансформаторов, а так же необходимость отключения одного трансформатора, для снятия подпитки по 27кВ, при коротком замыкании на линии. Схема применяется редко.

Схема «Д»: заход на подстанцию с тремя выключателями. С точки зрения тяговой подстанции наиболее эффективная схема: при отключении одной линии оба трансформатора остаются в работе, не требуется автоматики ОД-КЗ. Вывод из работы в резерв одного трансформатора меньше понижает надежность питания тяговой подстанции – сохраняется питание по 2 линиям.

Тяговой трансформатор может быть установлен и на опорной подстанции, которая принадлежит областной энергокомпании. От третьей обмотки на тяговой подстанции, обычно это обмотка напряжением 35кВ, может питаться местная нагрузка энергокомпании. Обмотка 27кВ подстанции собрана в треугольник, нейтраль стороны ВН (110 – 220кВ) заземлена, т.к. имеется подпитка со стороны 27 кВ от смежной подстанции. При параллельной работе двух трансформаторов можно разземлить один из них, при этом улучшается работа защиты от замыкания на землю на стороне ВН.

*Глава написана с использованием материалов книги Е.П. Фигурнова «Релейная защита и автоматика», Киев 2004г. и учебного пособия ЛИИЖТа «Защита электротяговых сетей переменного тока на основе интеллектуальных терминалов» Санкт-Петербург, 2003г.

На стороне 27 кВ имеется 2 секции сборных шин, от которых отходят фидера контактной сети. Контактная сеть – однофазная по цепи контактный провод – рельс. Обычная схема подключения: фаза А – контактная сеть в одну сторону от подстанции, фаза В – в другую сторону, рельс подключается к фазе «С» для обоих направлений см. рис.17.2. С противоположной стороны подключаются одноименные фазы, и осуществляется параллельная работа по контактной сети.

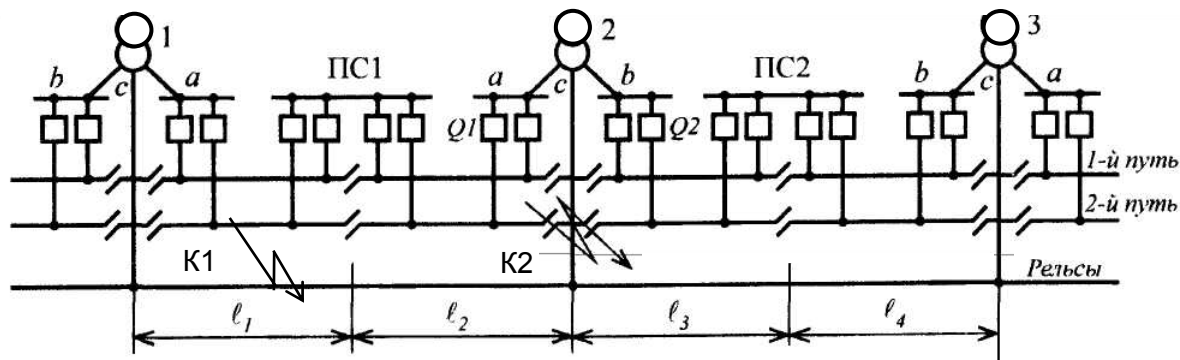


Рис.17.2. Фазировка контактной сети и возможные варианты КЗ: К1- замыкание контактного провода на землю, К2 – перекрытие нейтральной вставки.

Стандартная схема контактной сети приведена на рис.17.3.

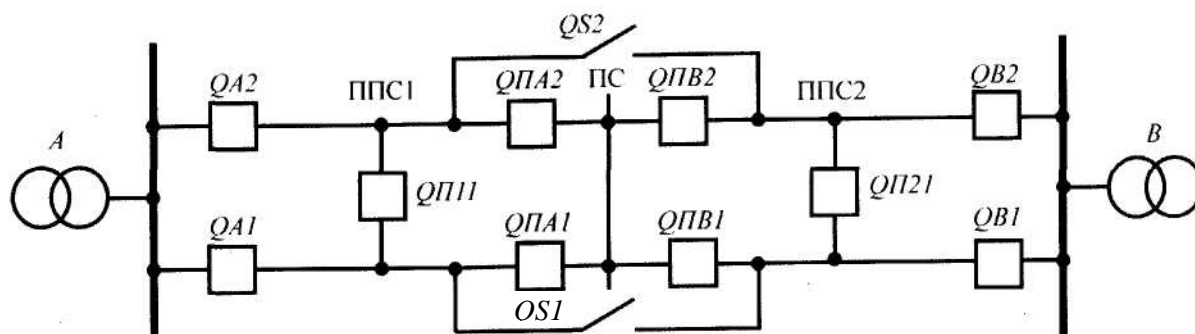


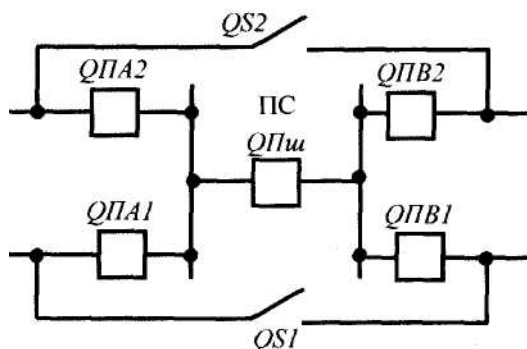
Рис. 17.3. Схема питания межподстанционной зоны двухпутного участка.

А, В – питающие подстанции, ПС – пункт секционирования, ППС- пункт параллельного соединения.

На схеме показан участок контактной сети между 2 тяговыми подстанциями.

Расстояние между тяговыми подстанциями переменного тока составляет 40 - 60 км, в тяговой сети с усиливающим и экранирующим проводами - до 80 км, а в системе 2х25 кВ с автотрансформаторами — до 100 км; от этого расстояния зависит нагрузка фидеров контактной сети в нормальном режиме и ток фидера при коротком замыкании (КЗ). Тяговая сеть в межподстанционной зоне получает питание с двух сторон, посередине устанавливается пост секционирования. Между тяговыми подстанциями А и В и постом секционирования ПС могут быть размещены при необходимости пункты параллельного соединения ППС1 и ППС2 для стабилизации уровня напряжения в контактной сети при больших размерах движения и снижения потерь электроэнергии (рис. 19.3) Схема питания межподстанционной зоны с постом секционирования и пунктами параллельного соединения носит название *параллельной*. При отсутствии пунктов параллельного соединения (или их отключении) схема питания превращается в *узловую*. Схема питания межподстанционной зоны с постом секционирования и пунктами параллельного соединения носит название *параллельной*. При отсутствии пунктов параллельного соединения (или их отключении) схема питания превращается в *узловую*. Пост секционирования может быть выведен в ремонт. При этом выключатели Q_{PA1} , Q_{PA2} , Q_{PB1} , Q_{PB2} отключают, а продольные разъединители $QS1$ и $QS2$ замыкают. Схема питания межподстанционной зоны при отключенных выключателях пунктов параллельного соединения (или при отсутствии ППС) и отключенных выключателях поста секционирования (или при замкнутых продольных разъединителях (или приотсутствии ПС) называется *раздельной*.

В нормальных условиях все выключатели контактной сети в межподстанционной зоне включены. Однако в процессе эксплуатации те или иные выключатели могут быть отключены оперативно (например, из-за ремонтных работ на перегоне), либо в результате действия релейной защиты при коротких замыканиях или ненормальных режимах.



17.4. Пост секционирования с шиносоединительным выключателем

На участках, где перетоки мощности первичной системы электроснабжения по контактной сети (уравнительные токи) имеют значительную величину, применяют посты секционирования с шиносоединительным выключателем $QПш$ (рис. 17.4). При нормальном режиме электроснабжения тяги выключатель $QПш$ отключен. Уравнительные токи в этом случае отсутствуют, что снижает потери энергии в контактной сети.

Рис.

Остальные выключатели поста секционирования остаются включенными. При этом межподстанционная зона делится на две части, каждая из которых получает питание от одной подстанции. Для снижения потерь энергии и потерь напряжения контактные сети смежных путей электрически соединены выключателями $QIJA1$, $QIJA2$ и $QIJB1$, $QIJB2$ на посту секционирования, а также на пунктах параллельного соединения ППС1 и ППС2. Такая схема питания называется *односторонней петлевой*.

В местах, где возможен разрез, а также вблизи тяговой подстанции, где происходит переключение на другую фазу, применяется нейтральная (изолирующая) вставка, по которой пантограф электровоза переходит на продолжение контактного провода находящегося под другим напряжением см. рис.17.2.

Электровоз подсоединяется к контактному проводу через скользящий токосъемник, прижимаемый к проводу пружинами пантографа. На электровозе устанавливается понижающий трансформатор, к нему подключается выпрямитель и через пускорегулирующую аппаратуру коллекторные двигатели электровоза.

Ток нагрузки фидера в нормальном режиме может изменяться в широких пределах и в период интенсивного движения грузовых поездов достигать 600-800А. В момент включения тягового трансформатора на электровозе под напряжение амплитуда броска намагничивающего тока может быть равна 500-600 А и выше. После внезапного отключения фидера и автоматического повторного включения броски тока в зоне питания 40—70 км достигают 1500-2500 А.

В режиме тяги фазовый угол φ_n — основной гармоники тока поезда изменяется от 25 до 40°. В режиме пуска и при рекуперации он существенно увеличивается. Однако если ток фидера превышает 250—300 А, то влияние токов рекуперации уравнительных токов на его фазовый угол незначительно и в этом случае он не превышает 40°.

Ток электрических локомотивов и электропоездов с выпрямительными установками имеет несинусоидальную форму (рис. 19.5 кривая 2). Кривую тока можно представить в виде бесконечной суммы нечетных гармоник, среди которых наибольшую долю составляет третья гармоника (150 Гц). Содержание последней в кривой тока достигает 30 %, а при рекуперации - еще больших значений. С увеличением числа поездов в зоне

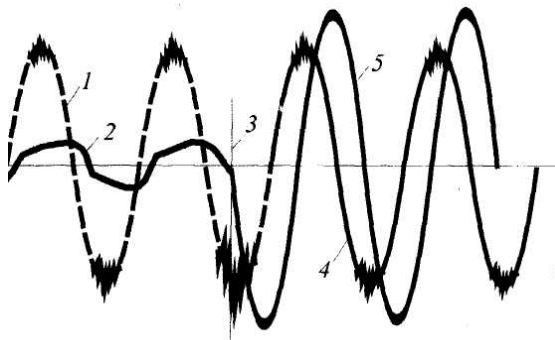


Рис. 19.5. Осциллограмма тока и напряжения

питания данного фидера содержание высших гармоник уменьшается, в частности, уровень третьей гармоники может снизиться до 7—8 %. В кривой напряжения фидера (кривая 1) также содержатся высшие гармоники. Однако их доля меньше чем в токе фидера и не превышает, как правило, 3 %.

Если токоприемник электровоза движется по контактному проводу, покрытому гололедом, то при токосъеме возникает интенсивное перемежающееся искрение. Силовая цепь электровоза то разрывается, то (при пробое корки льда) вновь подключается под напряжение, оказываясь в постоянно возобновляющемся нестационарном режиме. Форма тока резко искажается, в нем появляются четные и нечетные гармоники с большим содержанием, в том числе и гармоники с частотой 25 Гц (до 15 - 20%). Фазовый угол возрастает свыше 50°. Возрастание же фазового угла может вызвать неверное действие тех ступеней релейной защиты, характеристика которых чувствительна к этому параметру.

К расчетным параметрам нормального режима относят величины максимальных токов, минимальных значений напряжений и минимальных значений сопротивлений, измеряемых защитами фидеров тяговых подстанций и постов секционирования, а также установленными на пунктах параллельного соединения. Кроме того, к расчетным параметрам относится фазовый угол первой гармоники тока, наибольшее значение которого принимают $\varphi_{\text{нmax}} = 40^\circ$, и содержание высших гармоник в токе фидера, наименьшее значение которого принимают $a = 7 \%$.

Релейная защита питающей сети также испытывает влияние тяговой нагрузки. Кроме высших гармоник, которые имеются в токе нагрузки, из-за несимметрии нагрузки электропоезда, появляется ток обратной последовательности значительной величины, который оказывает влияние на фильтровые устройства защиты, в частности на блокировку при качаниях типа КРБ-126, дифференциальной защиты ДФЗ-201 и т.д. Принято считать, что ток обратной последовательности на линиях, питающих тяговые подстанции переменного тока, от которого должна быть отстроена защита питающих линий, равен 100-120А. Упомянутые защиты приходится дополнительно загроублять, а токовую блокировку от качаний КРБ-126, заменять блокировкой от качаний КРБ-125, которая имеет пусковые органы по напряжению обратной последовательности.

В качестве расчетной зоны для защиты фидеров тяговых подстанций принимают:

- при одностороннем питании - расстояние от подстанции до конца зоны питания данным фидером;
- при двухстороннем питании- расстояние между смежными подстанциями;
- при одностороннем петлевом питании - удвоенное расстояние между подстанцией и постом секционирования.

В качестве расчетной зоны для фидеров поста секционирования принимают расстояние от поста до смежной подстанции.

17.2. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Единственной возможностью замыкания в контактной сети является замыкание на землю, трос, рельс, траверсу или другие элементы, соединенные с землей (К1 на рис.17.2). При этом, поскольку одна фаза (С) присоединена к рельсу, это короткое замыкание является для источника питания и тягового трансформатора двухфазным коротким замыканием. Как и при замыканиях на землю в трехфазной сети на величину тока короткого замыкания оказывает влияние ток, протекающий в соседних контактных проводах и рельсах, наводящийся в тросах. Защита устанавливается в однофазных фидерах, которые подключаются к контактному проводу и включаются к трансформатору тока этой фазы и междуфазное напряжение этой фазы и рельса. В проводе, соединяющем фазу «С» с рельсом, защита не устанавливается, так как через него протекает суммарный ток всех тяговых фидеров подстанции, а ток КЗ достаточно отключить только отключением однофазного выключателя фидера. Схема замещения короткого замыкания достаточно сложна, см. рис. 17.6.

На схеме замещения $U_{A,рас}$, $Z_{пА}$ - расчетное напряжение и сопротивление на шинах 27кВ подстанции А, $U_{B,рас}$, $Z_{пВ}$ то же на ПС В. $Z_{тс1}$, $Z_{тс2}$, $Z_{тс4}$ - приведенное сопротивление двухцепных участков без КЗ. Третий участок разделен на части Z' и Z'' местом КЗ, короткое замыкание представлено сопротивлением сопротивлениями троса группового заземления $Z_{тгз}$ и дуги R_d . Каждый элемент является приведенным, и состоит из нескольких элементов и связей между ними, приведенных к одному сопротивлению. Путем дальнейших преобразований элементов получена схема замещения рис. 19.2, в, по которой и можно произвести расчет тока КЗ для данного режима. Понятно, что любое изменение режима потребует составления и преобразования новой схемы замещения.

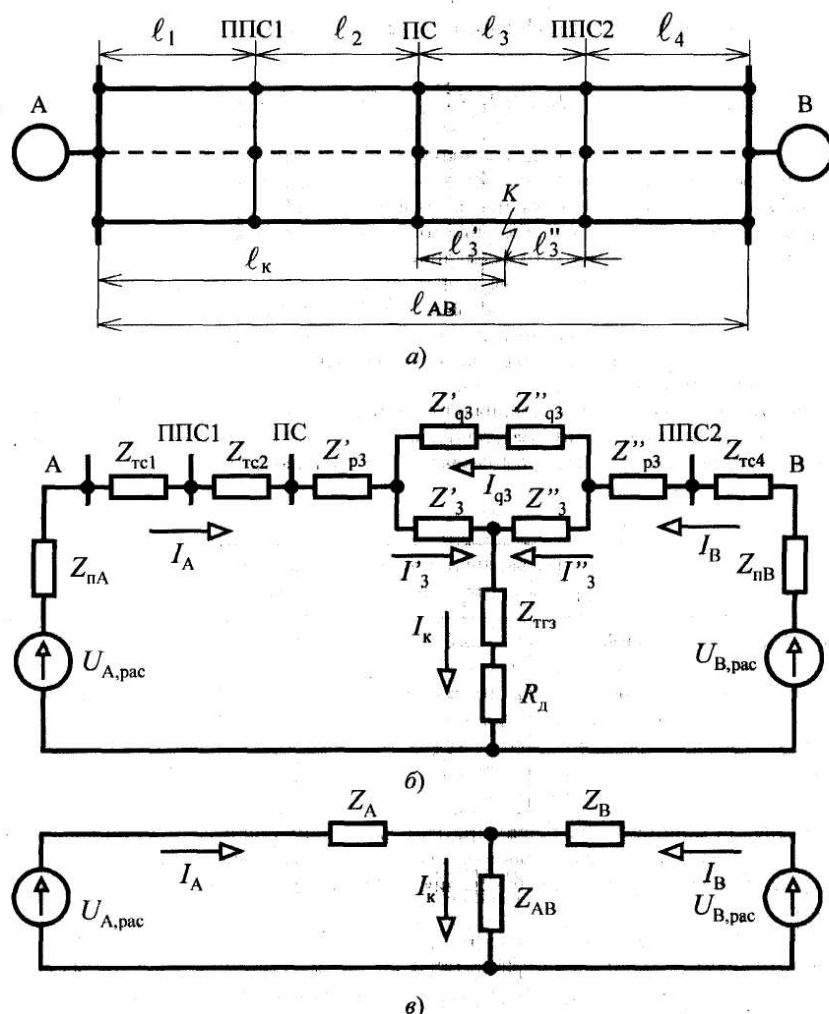


Рис.17.6. Расчетная схема и схема замещения двухпутного участка сети, работающего в замкнутом режиме. а) - расчетная схема, б) - схема замещения, в) – упрощенная путем преобразования расчетная схема.

Более подробно информацию о проведении расчета ТКЗ и существующих программах расчета на ПЭВМ, можно получить из книги Е.П. Фигурнова **«Релейная защита и автоматика»** г. Киев 2004г.

Вторым видом замыкания, который может возникнуть в контактной сети, является перекрытие нейтральной вставки (K2 на рис. 19.2.). При таком коротком замыкании мгновенно отключаются своими защитами выключатели Q1 и Q2 на подстанции 2, после чего замыкание переходит в замыкание между фазой «а» ПС 1 и фазой «с» ПС 3 между которыми имеется 4 протяженных участка. Ток такого замыкания составляет величину порядка 400А, он меньше расчетного тока нагрузки и не опасен для проводов контактной сети, однако быстро разрушит нейтральную вставку. Методика расчета такого замыкания приведена в уже упомянутой книге Е.П. Фигурнова.

17.3. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ ТЯГОВЫХ СЕТЕЙ

Реализация таких требований, как быстродействие, селективность и устойчивость функционирования, применительно к защитах тяговой сети переменного тока, имеет свою специфику, обусловленную особенностями нормального и аварийного режимов, свойствами приемников электроэнергии (электровозов и электропоездов), схемами питания сети, типами применяемых коммутационных аппаратов.

Быстродействие. Чтобы исключить возможность пережога контактных проводов, время отключения КЗ должно быть минимальным. Пережоги возможны в точке контакта провода с ползком токоприемника и в месте возникновения дуги, отжиг возникает при перегреве провода.

При повреждениях на электровозе ток КЗ протекает через тяговую сеть и токоприемник. Нажатие токоприемника на контактный провод сравнительно невелико, поэтому в месте касания провода и токоприемника выделяется тепло и провод нагревается. Если контактный провод марки МФ-100 нагреется до 200°C и более, то его механическая прочность резко снизится и провод может разорваться. Температура нагрева провода зависит от значения тока, протекающего через место контакта, и длительности его существования t_c . Например, пережог провода МФ-100 токами 3 кА и более может наступить при $t_c = 0,44$ с.

Еще более опасным является воздействие на контактный провод открытой электрической дуги, которая, как правило, возникает при коротком замыкании. Дуга оказывает сильное термическое действие, повреждает поверхность провода, выплавляет в нем кратеры, сечение провода и его прочность снижаются. Разрыв провода происходит под воздействием растягивающих усилий, создаваемых в контактной подвеске устройствами температурной компенсации. Разрушающее действие дуги характеризуется произведением тока в дуге на время ее существования и измеряется в ампер-секундах (Ас). Чем больше это произведение, тем более вероятным является разрыв провода. При токах 500—2000 А пережог медного контактного провода становится возможным, если воздействие дуги превосходит 280—350 Ас. Электрическая дуга с током свыше 2000 А может пережечь провод через 0,15—0,17 с. У низковольтных проводов, например НЛОлФ, температурная стойкость несколько выше, еще выше она у бронзовых проводов, особенно с присадкой железа (БрЖФ).

Для исключения пережогов важно не только быстро отключить КЗ, но и не допускать повторного включения на устойчивое повреждение. Объясняется это тем, что при КЗ, сопровождающемся электрической дугой, провод нагревается очень быстро, а при отключении тока остывает медленно. Например, нагретый до 200°C провод МФ-100 через 20 с не остынет: температура его снизится всего на 15—30° С. Между тем, устройства АПВ производят повторное включение через 0,5—5 с после отключения КЗ. При этом провод, температура которого практически почти не уменьшилась, снова подвергается воздействию электрической дуги и через 0,08 с температура его достигает опасной по условиям разрыва. Учитывая время отключения современных выключателей, можно сделать вывод, что никакая, самая быстродействующая защита не может гарантированно предотвратить пережог контактного провода при АПВ, если КЗ сопровождается электрической дугой.

Таким образом, чтобы исключить возможность пережогов проводов контактной сети при КЗ, необходимо отключать повреждения за время не более 0,12—0,14 с и не допускать АПВ при устойчивых КЗ. Современные защиты и выключатели позволяют отключать КЗ за указанное время.

Селективность. При КЗ должны отключаться ближайшие к месту повреждения выключатели. Если повреждение произойдет в зоне между подстанцией А и постом секционирования ПС многопутного участка с *узловой схемой питания* (рис. 17.7, а), например в точке К1, необходимо, чтобы отключились выключатели QA1 и QПA1. Вы-

ключатели QPA_n , QPB_1 , QPB_n при этом отключаться не должны несмотря на то, что при повреждении в точке $K1$ через них протекает ток КЗ. При коротком замыкании в точках $K2$ или $K3$ должны отключаться выключатели QB_1 и QPB_1 , а другие выключатели поста ПС отключаться при этом не должны. При повреждении в точке $K4$ (возле выключателя QA_n) должны отключиться выключатели QA_n и QPA_n . В то же время при этом повреждении не должен отключиться выключатель QA_1 .

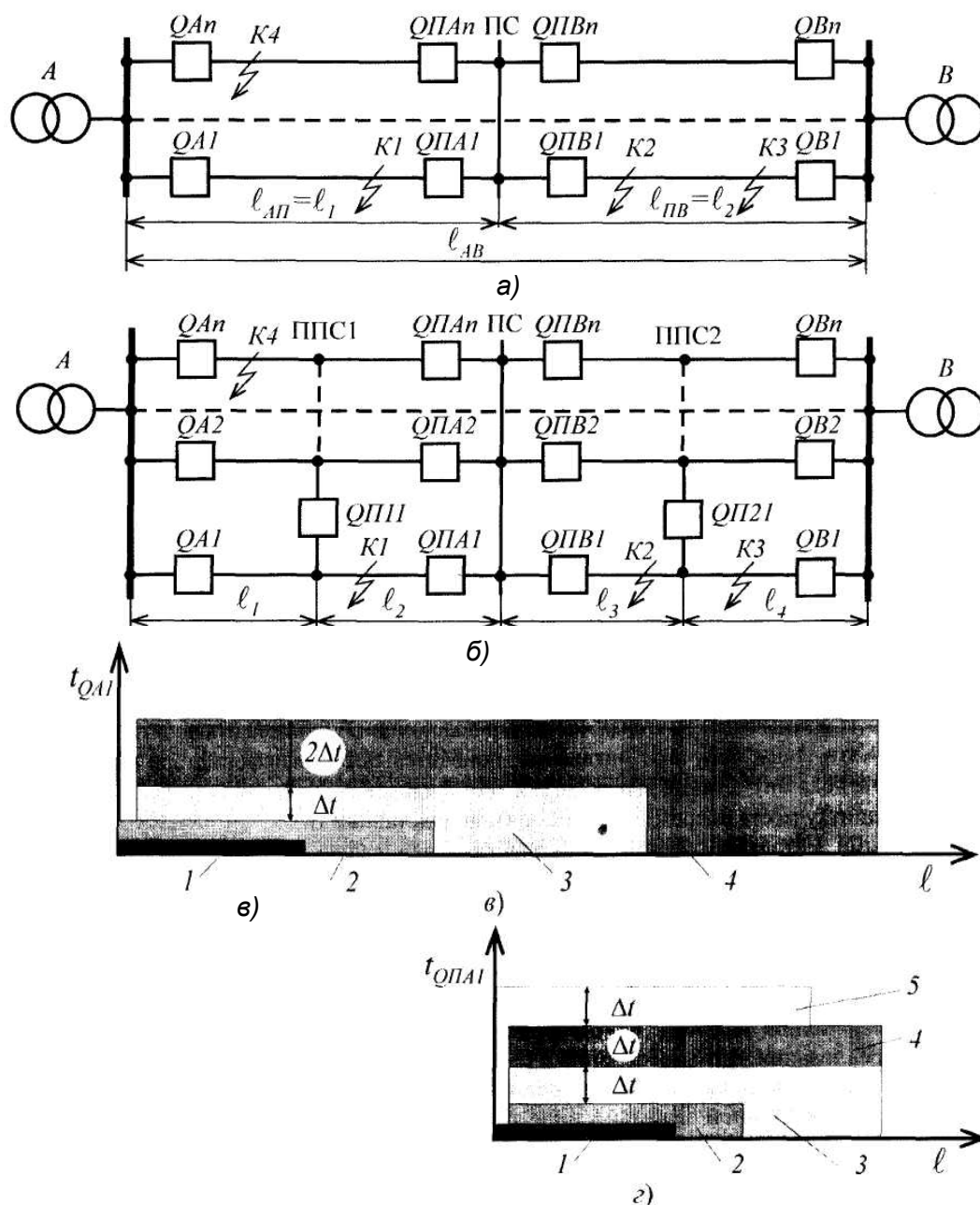


Рис. 17.7. Схема питания и графики селективности защит.

При коротком замыкании на шинах, например подстанции А, должен отключиться выключатель, через который эти шины получают питание от понизительного трансформатора (на рисунке этот выключатель не показан), а также выключатели всех фидеров контактной сети QA_1, \dots, QA_n , чтобы исключить подпитку места повреждения от смежной подстанции В.

Основными методами обеспечения селективности являются введение в действие защит выдержки времени и использование направленных защит (или их отдельных ступеней) со свойством направленности. Возможно использование и других методов, ос-

нованных, например, на применении взаимных логических связей защит разных фидеров.

Важное значение придается *ближнему* и *дальному* резервированию защит. В целях обеспечения надежности короткое замыкание в любом месте межподстанционной зоны должно обнаруживаться не менее, чем двумя защитами (или двумя ступенями комплекта защиты) на ближайшем выключателе, и по крайней мере одной защитой (одной ступенью комплекта защиты) на выключателе смежного элемента. Для реализации этого требования защита фидера контактной сети как на подстанции, так и на посту секционирования, должна выполняться трехступенчатой с применением дополнительной защиты в виде токовой отсечки. На посту секционирования, кроме того, следует устанавливать защиту минимального напряжения (потенциальную) для защиты шин и дополнительного резервирования.

Графики селективности таких защит приведены на рис. 17.7, *в* (для подстанции) и на рис. 17.7, *г* (для поста секционирования). На оси абсцисс графика откладывается расстояние, на котором защита чувствует короткие замыкания, а на оси ординат указывается время действия данной защиты (или данной ее ступени).

Цифрой 1 на рис. 17.7, *в* отмечена зона действия дополнительной защиты в виде токовой отсечки на выключателе $QA1$, которая не имеет выдержки времени. Эта защита предназначена для ускоренного отключения выключателя при близких к месту ее установки повреждениях, а также для перекрытия мертвых зон направленных защит. Цифрой 2 отмечена зона действия 1-й ступени защиты. Эта ступень также не имеет выдержки времени. Зона ее действия не должна доходить до шин поста секционирования ПС во избежание излишних срабатываний при КЗ за постом, например в точке $K2$ (рис. 17.7, *а*). В качестве защиты 1-й ступени, вообще говоря, может использоваться токовая отсечка, однако предпочтение отдается дистанционной защите (ДЗ1), поскольку она имеет более стабильную зону защиты.

1-я ступень должна быть отстроена от излишних действий при КЗ на шинах подстанции или возле выключателя смежного фидера, например в точке $K4$ (рис. 17.7, *а*). Для этого ее следует "выполнять направленной, но без мертвой зоны при КЗ вблизи подстанции, иначе она не сможет резервировать токовую отсечку. При близких КЗ напряжение, подводимое к защите, снижается практически до нуля. По этой причине направленное реле сопротивления или реле направления мощности срабатывать не могут — наступает отказ срабатывания. Направленная защита без мертвой зоны вблизи места ее установки может быть реализована, если ее снабдить специальным блоком «памяти», выходное напряжение которого подводится к схеме сравнения реле.

Цифрой 3 на рис. 17.7, *в* обозначена зона действия 2-й ступени защиты, имеющей выдержку времени At . Эта ступень предназначена для действия при повреждениях в той части зоны $L_{АП}$, в которой 1-я ступень защиты не работает. Кроме того, она осуществляет ближнее резервирование 1-й ступени. В качестве защиты 2-й ступени используется дистанционная защита (ДЗ2).

Зона действия 3-й ступени обозначена цифрой 4. Эта ступень осуществляет ближнее резервирование защит 1-й и 2-й ступеней на выключателе $QA1$, а также дальнее резервирование выключателей $QПВ1$, ..., $QПВn$ и их защит при повреждениях в зоне $L_{пв}$ (рис. 17.7, *а*). В 3-й ступени используется дистанционная защита, которая должна быть отстроена от максимальных нагрузок нормального режима. Выдержка времени 3-й ступени дистанционной защиты (ДЗ3) принимается на одну - две ступени больше, чем выдержка времени защиты 2-й ступени. Такая выдержка времени необходима в том случае, если на посту секционирования используется трехступенчатая защита, 3-я ступень которой для обеспечения селективности должна срабатывать раньше, чем 3-я ступень защиты на выключателе подстанции. В комплектах защиты УЭЗФ на постах секционирования используется двухступенчатая защита. В этом случае 3-я ступень защиты подстанции может иметь выдержку времени на одну ступень At больше, чем выдержка времени 2-й ступени.

Для электронных защит ступень выдержки времени At принимается равной 0,3 с. Для электромеханических защит, применявшихся ранее, такая ступень принималась равной 0,4—0,6 с.

График селективности для защит выключателей поста секционирования строится аналогичным образом (рис. 17.7, а). Токовая отсечка (дополнительная защита) и 1-я ступень выполняются без выдержки времени. Во избежание излишней (неселективной) работы при КЗ на смежных фидерах зона действия 1-й ступени не должна доходить до шин смежной подстанции. Уставка срабатывания токовой отсечки и дистанционной защиты 1-й ступени выбираются по тем же формулам, что и для защит выключателя $QA1$, но при КЗ в точке $K3$ (при отключенном выключателе $QB1$). Эта ступень должна быть направленной, в противном случае выключатель поста будет излишне срабатывать при повреждениях «за спиной». Так, например, защита выключателя $QPB1$, если она не будет направленной, может излишне сработать при КЗ в точке $K1$ (рис. 17.7, а). Следует отметить, что 2-я и 3-я ступени защиты выключателей поста, вообще говоря, могут быть ненаправленными, поскольку они выполняются с выдержкой времени. В этом случае КЗ «за спиной» не вызывает их излишнего действия, так как такое КЗ будет отключено без выдержки времени защитой другого выключателя (например, $QPA1$). Тем не менее, для более надежного выполнения условий селективности 2-ю и 3-ю ступени защиты целесообразно выполнять направленными. Все три ступени, как правило, выполняются в виде дистанционных защит.

На посту секционирования мертвая зона направленных защит перекрывается дополнительной защитой в виде токовой отсечки. Второй (резервной) защитой для этих повреждений должна служить защита минимального напряжения, зона действия которой на рис. 17.7, а обозначена цифрой 5. Выдержка времени у нее на одну ступень больше, чем у защиты 3-й ступени. Защита минимального напряжения (потенциальная защита), в отличие от других ступеней (если они выполняются направленными), реагирует на КЗ на шинах поста ПС, поэтому защита минимального напряжения выполняется с действием на отключение всех выключателей поста.

При параллельной схеме питания (рис. 17.7, б) графики селективности защит выключателей подстанций и поста имеют такой же вид, как при узловом питании. Однако работа защиты усложняется. При коротком замыкании в точке $K1$ (рис. 17.7, б) должны отключаться уже не два, а три выключателя: $QA1$, $QPA1$ и $QП11$.

Если точка $K1$ расположена возле поста ПС, то ток КЗ, притекающий в место повреждения от подстанции А, распределяется поровну между выключателями $QA1$, $QA2$, ..., QAn и величина тока в каждом из выключателей может оказаться недостаточной для действия их защит. При близком к шинам ПС повреждении ток в выключателе $QП11$ практически отсутствует и его защита, если она реагирует на ток, также не сработает. Поскольку точка $K1$ расположена близко к выключателю $QPA1$, то его защита (токовая отсечка или защита 1-й ступени) сработает без выдержки времени и отключит этот выключатель. Теперь токораспределение в схеме изменяется и через выключатель $QП11$ будет протекать ток в точку $K1$, который вызовет отключение этого выключателя. После этого увеличивается ток в выключателе $QA1$ и он также отключится. Таким образом, выключатели $QA1$, $QPA1$, $QП11$ отключаются не одновременно, а каскадно: сначала один, потом второй, потом третий.

Каскадное отключение выключателей увеличивает время подпитки места повреждения, время ликвидации КЗ возрастает. Это время можно сократить, если на выключателях пунктов параллельного соединения (ППС) в качестве первой ступени использовать защиту минимального напряжения (потенциальную) без выдержки времени. Тогда выключатель $QП11$ будет отключаться одновременно с выключателем $QPA1$ в момент возникновения КЗ. В качестве резервной можно использовать максимальную токовую или дистанционную защиты (без выдержки времени), которые будут отключать выключатели $QП11$ (на ППС1) и $QП21$ (на ППС2) каскадно.

Для петлевой схемы питания на выключателях подстанции и поста используются те же защиты, что и при узловой схеме питания. Если на постах секционирования нет потенциальной защиты, то при КЗ вблизи подстанции ($L_K=0$ или $L'_K=0$) защита поста будет работать каскадно, то есть после отключения соответствующего выключателя на подстанции. Для ускорения отключения повреждений следует на посту устанавливать потенциальную защиту без выдержки времени с действием на один или оба выключателя поста.

Неселективные защиты. Неселективная защита применяется в тех случаях, когда стремятся сократить возможное число пережогов контактной сети, либо когда посты секционирования выключателей не имеют. При КЗ в любой точке межподстанционной зоны без выдержки времени отключаются выключатели смежных тяговых подстанций, питающих эту зону. При этом достигается наиболее быстрое отключение КЗ.

Устойчивость функционирования. Уставки срабатывания защиты необходимо выбирать таким образом, чтобы она уверенно срабатывала при КЗ в защищаемой зоне, не срабатывала при внешних КЗ и максимальных нагрузках нормального режима, а также обеспечивала условия ближнего и дальнего резервирования.

Относительно легко решается задача выбора уставок защит 1-й ступени, протяженность зоны действия которых невелика. Токи КЗ в пределах этой зоны, как правило, значительно превышают максимальную нагрузку нормального режима. Сложнее выбрать защиту 3-й ступени для выключателя тяговой подстанции. Ток, протекающий через этот выключатель в нормальном режиме, может достигать значений более 800 А, а при удаленном КЗ возле смежной подстанции — около 400 А. Если в качестве защиты 3-й ступени принять, например, максимальную токовую защиту и выбрать ее уставку более 800 А (чтобы она не отключала выключатель при токах нормального режима), то она не почувствует удаленные КЗ. Совершенно очевидно, что для 3-й ступени такая защита непригодна и для нее необходимо выбрать защиту, которая может отличить нормальный режим от режима КЗ по каким либо другим признакам, кроме величины тока, например по фазовому углу.

Для этой цели используются дистанционные защиты со специальными характеристиками.

На комплексной плоскости сопротивлений (рис. 17.8) изображены область нормальных режимов H и область КЗ K для тяговой сети протяженностью 60—65 км с учетом уравнивающих токов между подстанциями и рекупирующих электровозов [27]. В нормальном режиме конец вектора сопротивления Z_{PH} , измеряемого на зажимах реле сопротивления, может оказаться в любой точке области H . При КЗ конец вектора сопротивления Z_{PK} , измеряемого на зажимах того же реле, может оказаться в любой точке области K . Для того чтобы реле сопротивления не срабатывало ложно в нормальном режиме и надежно срабатывало в режиме КЗ, необходимо, чтобы граничная линия его характеристики $Z_{cp}=f(q>p)$ проходила между граничными линиями 1 и 2 областей H и K .

Можно применить реле сопротивления с характеристиками, изображенными на рис. 17.9, в, г, д. Для обеспечения устойчивости функционирования, при повреждениях, удаленных от шин данной подстанции на 40 км и более, когда области H и K сближаются еще больше, необходимо применять реле сопротивления со сложными характеристиками, приведенными на рис. 17.9, в, г, е, ж, у которых $\varphi_1=50^\circ$, $\varphi_2=110^\circ$ и угловая характеристика хорошо отстроена от нормальных режимов, поскольку угол вектора со-

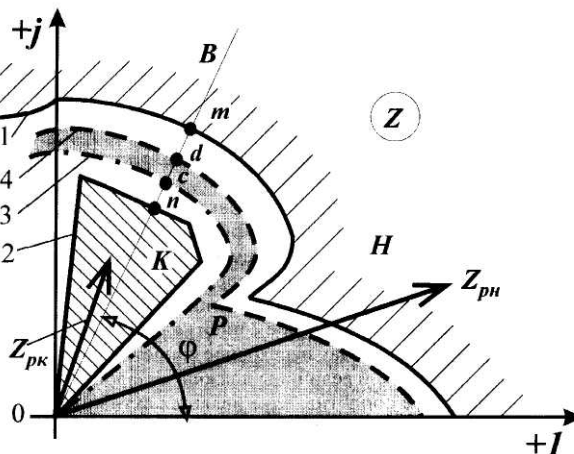


Рис. 17.8. Комплексная плоскость сопротивлений для контактной сети, измеряемых релейной защитой

противления Z_{PH} , измеряемый защитой в нормальном режиме, не превышает, как правило, 40° и, следовательно, внутрь такой характеристики не попадает.

Характеристики реле сопротивления, приведенные на рис. 17.9, з, и, используются для защиты от КЗ через большое переходное сопротивление. Например, при обрыве и падении провода на сухую каменистую почву переходное сопротивление в начальный момент может достигать 50 Ом. На сопротивления такой величины должны, казалось бы, реагировать защиты 3-й ступени. Поскольку, однако, переходное сопротивление является активным, то вектор сопротивления, измеряемый реле, внутрь характеристик защит 3-й ступени (рис. 19.9, в, г, д, ж) не попадает и эта ступень защиты на такие КЗ не реагирует.

Характеристика, приведенная на рис. 17.9, з, обладает той особенностью, что чем ближе к месту установки защиты находится точка КЗ, тем большая величина переходного сопротивления требуется для ее срабатывания. Например, при КЗ возле поста секционирования защита на тяговой подстанции с такой характеристикой сработает только в том случае, если переходное сопротивление превышает 45—50 Ом. Более благоприятными свойствами обладает характеристика, приведенная на рис. 17.9, и, уставка срабатывания по индуктивному сопротивлению которой может быть принята до 40 Ом, а по активному сопротивлению до 130 Ом. В этом случае при КЗ возле поста секционирования та же защита почувствует повреждение практически при любом переходном сопротивлении.

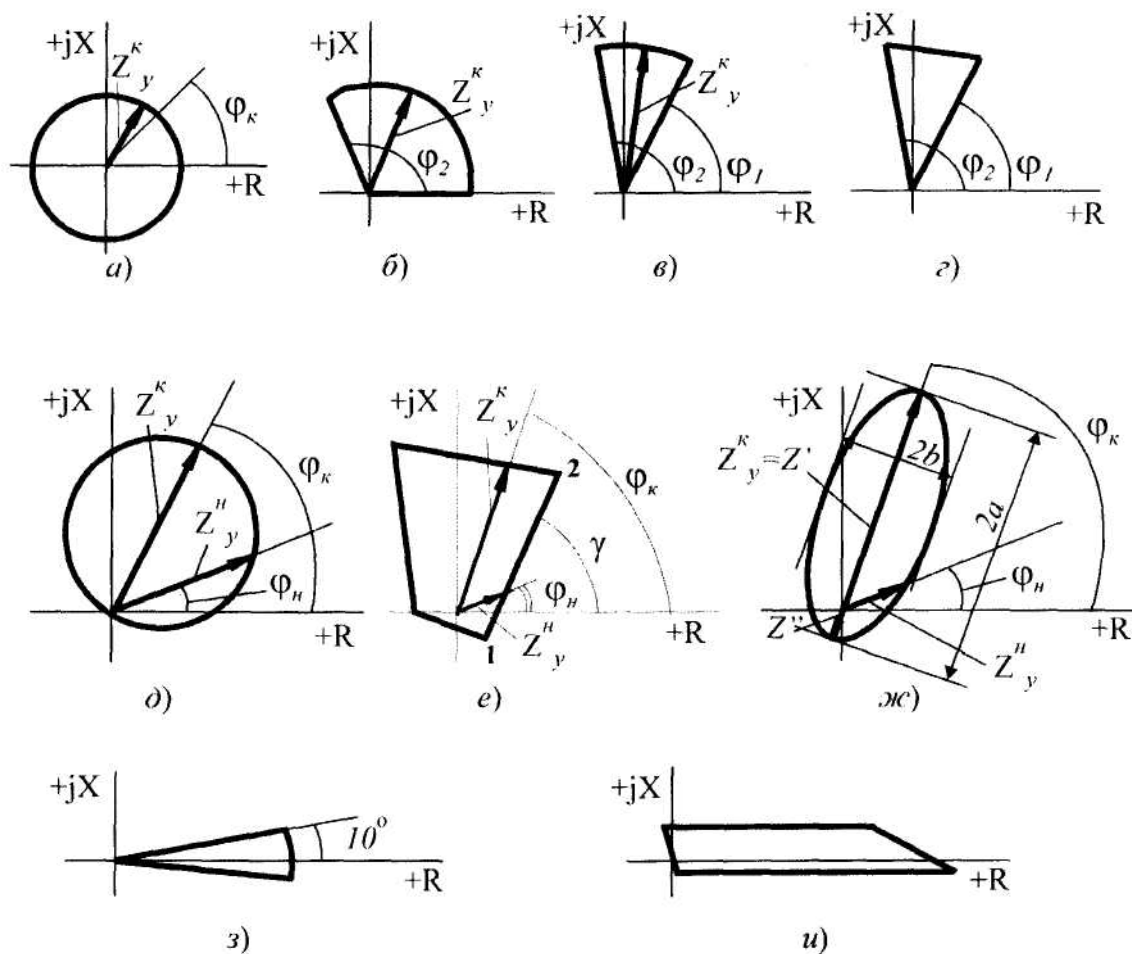


Рис.17.9. Угловые характеристики реле сопротивления

На тяговых подстанциях, в качестве дополнительной защиты или 1-й ступени используется токовая отсечка. Но основной защитой для защиты фидеров тяговой сети является дистанционная защита. В качестве 1-й ступени могут использоваться дистанционные защиты с характеристиками, приведенными на рис. 17.9, а, б, д. Достоинством характеристик рис. 17.9, б, д является обеспечение направленности, что требуется как для подстанций, так и для постов секционирования. Защита, например, выключателя $QA1$ не должна излишне действовать при КЗ в точке $K4$, а защита выключателя $QFIB1$ не должна срабатывать при КЗ в точке $K1$ (рис. 17.7, а). Вместе с тем, дистанционную защиту с характеристикой, приведенной на рис. 17.9, а (для тяговой сети 27 кВ), можно отстроить от излишнего действия при КЗ в точке $K4$ (рис. 17.7, а) с помощью токового пуска (блокировки по току). Такое решение имеет свои преимущества, поскольку при этом отсутствует мертвая зона при КЗ вблизи места установки защиты. Защита же с характеристиками, проходящими через начало координат комплексной плоскости, например, показанные на рис. 17.9, б, в, г, д, такие мертвые зоны имеют.

Дистанционные защиты 2-й ступени могут выполняться с характеристиками, приведенными на рис. 17.9, б, д, е. Выбранные для них уставки по условиям обеспечения чувствительности в конце защищаемой зоны обычно удовлетворяют и условию отстройки от нагрузки. Характеристики, показанные на рис. 17.9, в, г, ж, для 2-й ступени (в трехступенчатых защитах) использовать не рекомендуется. Эти характеристики хуже отстроены от КЗ через дугу или большое переходное сопротивление. При таких КЗ вектор сопротивления на зажимах реле поворачивается в сторону оси $+R$ и может выйти в область, ограниченную углом (ρ_1 ; т. е. за пределы угловой характеристики срабатывания. Защита при этом не срабатывает.

Для дистанционных защит 3-й ступени (а в двухступенчатых защитах - для 2-й ступени) на подстанции можно использовать характеристики, приведенные на рис. 17.9, в, г, ж, хорошо отстроенные от максимальных нагрузок нормального режима, фазовый угол вектора сопротивления которых не превышает 40° .

На постах секционирования защиты всех трех ступеней могут выполняться с характеристиками, приведенными на рис. 17.9, б, д.

Защита пунктов параллельного соединения должна быть ненаправленной. Все защиты, кроме потенциальной, чувствительны к КЗ в расчетных точках только после отключения соответствующего выключателя на подстанции или на посту секционирования. Например, для выключателя $QP21$ расчетными точками являются $K2$ и $K3$ и до тех пор, пока не отключатся выключатели $QPB1$ или $QB1$, ток через выключатель $QP21$ протекать не будет. В качестве основной, поэтому, должна быть потенциальная защита. В качестве резервной защиты можно использовать токовую отсечку (при $K_{отс}=0,8$), максимальную токовую или дистанционную защиты. Для последней следует использовать угловую характеристику, приведенную на рис. 17.9, а.

19.4. ОБЗОР УСТРОЙСТВ ЗАЩИТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ФИДЕРОВ КОНТАКТНОЙ СЕТИ

Как видно из требований, предъявляемых к защите тяговых сетей стандартные защиты, применяемые в сетях такого класса напряжения, мало пригодны для тяговых сетей. Лучше применить специализированные защиты, которые и начали применяться, начиная с 70 годов.

В типовых электронных комплектах защиты тяговой сети типа УЭЗФ, УЗТБ, используется двухступенчатая дистанционная защита с угловыми характеристиками первой ДЗ1 и второй ДЗ2 ступеней, показанных на рис. 17.10, а для тяговой подстанции и на рис. 17.10, г для поста секционирования. В комплекте УЭЗФМК реализована трехступенчатая защита (ДЗ1, ДЗ2, ДЗ3), характеристики которой приведены на рис. 17.10, б, в для подстанции и на рис. 17.10, д для поста секционирования. В последнем случае возможно применять и угловые характеристики, показанные на рис. 17.10, в.

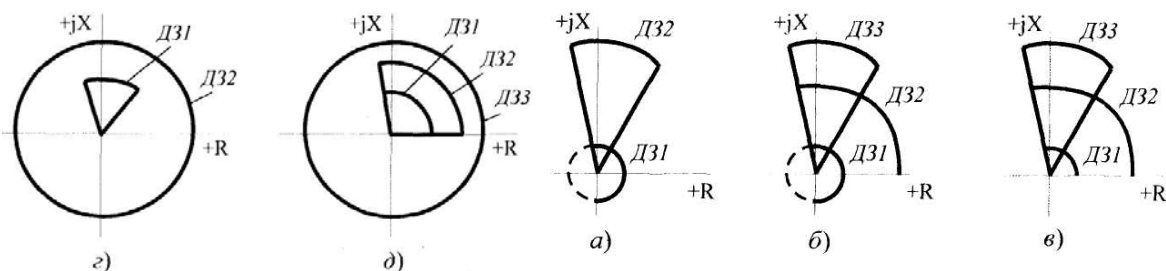


Рис. 17.10. Угловые характеристики дистанционных защит тяговых сетей

Отличие характеристик на рис. 17.10, б и в заключается в разном способе обеспечения свойства направленности ступени ДЗ1. Угловая характеристика, показанная на рис. 17.10, б соответствует применению блокировки по току, а, показанная на рис. 17.10, в, соответствует использованию в защите фазограничительного органа.

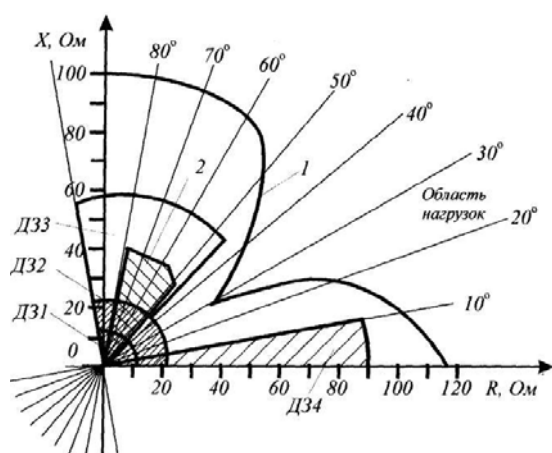


Рис. 17.11. Угловые характеристики защиты УЭЗФМ

Защита УЭЗФМ разработана в середине 80 годов, выполнена на ИМС и пока является самой распространенной защитой. Она содержит четыре ступени дистанционной защиты ДЗ1, ДЗ2, ДЗ3, ДЗ4 и токовую отсечку ТО. Угловые характеристики приведены на рис. 19.11, где 1 - границная линия области нагрузок, а 2 - границная линия области коротких замыканий.

Ступень ДЗ4 предназначена реагировать на КЗ через большие переходные сопротивления. Ступень ДЗ1 снабжена переключателем, с помощью которого угловая характеристика в виде сектора (рис. 17.11) может быть переведена в круговую (рис. 17.10, б) с блокировкой по току.

НПП «Техника» МПС (г. Ростов-на-Дону) совместно с ЧАЭЗ разработали комплектное устройство ЯРЭЖ-2201 управления, защиты и автоматики фидеров контактной сети переменного тока на базе модулей ЯРЭ-2201.

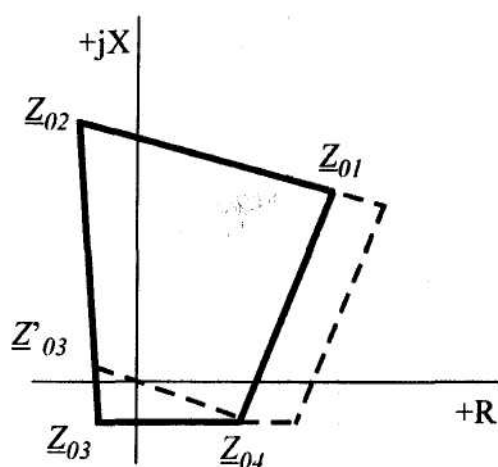


Рис. 17.12. Характеристики дистанционной защиты ЯРЭ-2201

Структурная схема защиты, входящей в это устройство, содержит три ступени дистанционной защиты (ДЗ1, ДЗ2, ДЗ3), резервную максимальную токовую защиту МТЗ, осуществляющую одновременно блокировку ступени ДЗ1 по току, и токовую отсечку ТО.

Угловая характеристика реле сопротивления во всех ступенях защиты (ДЗ1, ДЗ2, ДЗ3) имеет форму, показанную на рис. 8.32, размеры которой могут регулироваться. Имеется возможность перемещать правую ограничивающую линию $Z_{01} - Z_{04}$ параллельно самой себе (показано пунктиром), а также перемещать вершину Z_{03} в точку Z'_{03} . При этом линия $Z'_{03} - Z_{04}$ будет проходить через начало координат (показано пунктиром), т. е. реле сопротивления получит свойства направленности.

В настоящее время эти защиты можно считать устаревшими, взамен их разработаны и выпускаются микропроцессорные терминалы защиты.

Представителем микропроцессорных терминалов защиты и автоматики являются устройства семейства БМРЗ выпускаемые фирмой «Механотроника».

Микропроцессорные устройства семейства БМРЗ

По своему составу этот функциональный ряд МТ обеспечивает работу всех основных типов присоединений РУ-27,5 кВ:

- БМРЗ-ФКС – для фидера контактной сети и запасного выключателя;
- БМРЗ-ФВВ - для выключателя ввода 27,5 кВ;
- БМРЗ-ДПР - для фидера *два провода – рельс*;
- БМРЗ-ТСН - для трансформатора собственных нужд;
- БМРЗ-УПК - для устройства поперечной компенсации.

Перечень функций входящих в состав каждого терминала приведен ниже в таблице 17.1.

Функции защиты присоединений 27,5 кВ

Таблица 17.1

Функция защиты		БМРЗ				
Наименование	Характеристика/действие	ФКС	ФВВ	УПК	ТСН	ДПР
Максимальная токовая защита (резервная токовая защита)	МТЗ (РТЗ) с контролем тока:					
	трех фаз	-	+	-	+	+
	двух фаз (секций)	-	-	+	-	-
	одной фазы (секции)	+	-	-	-	-
	Количество ступеней	3	3	1	3	3
	С пуском по напряжению $U <$	+	4	-	-	-
	Третья ступень:					
	зависимая/независимая	-/+	+/+	-/-	+/+	+/+
	РТВ-1/РТ-80	-	+	-	+	+
	Ускорение МТЗ:					
Токовая защита нулевой последовательности	с переменной выдержкой	+	+	-	+	+
	с постоянной выдержкой	-	+	-	-	-
	Отключение или сигнал	+	+	-	+	+
	Отключение и сигнал	-	-	+	-	-
	Количество программ	2	2	1	1	1
	ТЗНП	-	-	-	+	-
	Отключение и/или сигнал	-	-	-	+	-
	ЗМН:					
	с контролем $U_{AB}, t_{вс}, U_{сА}$	-	+	-	-	-
	с контролем $(I_{дв}, S_{вс})$	-	-	-	+	+
Защита минимального напряжения	с контролем U	+	-	-	-	-
	с контролем суммы двух U	-	-	+	-	-
	с блокировкой:					
	по внешнему сигналу	+	+	+	+	-
	по пуску $I >>>, I >>$	-	+	-	-	-
	Отключение и/или сигнал	+	+	+	+	-
	ЗМН (датчик)	-	+	-	+	-
	Токовая отсечка	+	-	-	-	-
	ТО (ТО 2) на полупериоде	2	1	1	1	1
	Количество программ	2	1	1	1	1
Ненаправленная дистанционная защита	ННДЗ1					
	На полупериоде	+	-	-	-	-
	С блокировкой по току или напряжению	+	-	-	-	-
	Количество программ	2	1	1	1	1
	НДЗ					
	Количество ступеней	4	2	-	-	-
	С ускорением	+	+	-	-	-
	С блокировкой:					
	по внешнему сигналу	+	+	-	-	-
	по напряжению	+	+	-	-	-
Направленная дистанционная защита	С загроушением по K_g	+	-	-	-	-
	С увеличением зон срабатывания	+	-	-	-	-
	2,3 ступеней	+	-	-	-	-
	Количество программ	2	2	-	-	-

Функции защиты присоединений 27,5 кВ

Продолжение таблицы 17.1

Функция защиты		БМРЗ				
Наименование	Характеристика/действие	ФКС	ФВВ	УПК	ТСН	ДПР
Защиты по внешнему дискретному сигналу	Отключение по внешнему дискретному сигналу	+	4	4	4	
Квазитепловая защита	КТЗ По расчетной температуре контактного провода	+	-	-	-	-
Защиты смежного фидера (Ф2)	ТОФ2	+	-	-	-	-
	НДЗФ2 Одноступенчатая	+	-	-	-	-
	С блокировкой по U<	+	-	-	-	-
	Количество программ	2	-	-	-	-
Защита от подпитки	ЗП	-	+	-	-	-
	По фазам А и В	-	+	-	-	-
	С защитой от перенапряжения	-	+	-	-	-
	Отключение и/или сигнал	-	+	-	-	-
Продольная дифференциальная токовая защита	ПДТЗ	-	-	+	-	-
	По разбалансу токов двух секций	-	-	+	-	-
	С постоянной выдержкой	-	-	+	-	-
	Отключение и сигнал	-	-	+	-	-
Защита от превышения допустимого напряжения	ЗПДН	-	-	+	-	-
	По максимальному напряжению двух секций	-	-	+	-	-
	С независимой задержкой времени срабатывания	-	-	+	-	-
	Отключение и сигнал	-	-	+	-	-
Дифференциальная защита по напряжению	ДЗК	-	-	+	-	-
	По разбалансу напряжений двух секций	-	-	+	-	-
	С постоянной выдержкой	-	-	+	-	-
	Отключение и сигнал	-	-	+	-	-
Защита от перегрузки высшими гармониками	ЗПВГ	-	-	+	-	-
	По максимальному току высших гармоник (со 2 по 9) двух секций	-	-	+	-	-
	С независимой задержкой времени срабатывания	-	-	+	-	-
	Отключение и/или сигнал	-	-	+	-	-

Кроме функций защиты, в терминалах имеются следующие дополнительные функции автоматики и управления, см. таблицу 17.2.

Функции автоматики и управления присоединений 27,5 кВ

Таблица 17.2

Функция автоматики и управления		БМРЗ				
Наименование	Характеристика и действие	ФКС	ФВВ	УПК	ТСН	ДПР
Переключение программ уставок	Дискретным сигналом	+	+	-	-	-
Логическая защита шин (ЛЗШ)	ЛЗШп (приемник)	1	1	-	-	-
	ЛЗШд (датчик)	1	-	1	1	1
	Количество программ	1	1	1	1	1
Автоматическое повторное включение (АПВ)	Два цикла Блокировка обоих циклов по / >>>	+	-	-	-	+
Устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ)	УРОВд (датчик)	1	1	1	1	1
	УРОВп (приемник)	-	1	-	-	-
Автоматическое включение резерва (АВР)	АВР с контролем напряжения двух фаз	-	-	-	+	-
Автоматическая частотная разгрузка/частотное АПВ (АЧР/ЧАПВ)	Выполнение команд:	-	-	-	-	+
	АЧР	-	-	-	-	+
	АЧР/ЧАЛВ-А или АЧР/ЧАПВ-Б	-	-	-	-	+
Самопроизвольное отключение	Контроль и сигнализация СО коммутационных аппаратов	1	1	2	2	1

Функция автоматики и управления		БМРЗ				
Наименование	Характеристика и действие	ФКС	ФВВ	УПК	ТСН	ДПР
Контроль цепей ТН	Контроль и сигнализация цепей трансформатора напряжения	+	+	-	-	-
Ускорение МТЗп	Приемник	-	+	-	-	-
Управление высоковольтным выключателем (ВВ)	Откл/вкл. ВВ	1	1	2	1	1
Управление коммутационным аппаратом (КА)	Откл/Вкл. КА	2	-	-	1	1

В качестве примера, рассмотрим подробнее блок защиты и автоматики фидеров контактной БМРЗ-ФКС, который по сравнению с существующими электронными защитами обладает следующими преимуществами:

- 1) полным набором функций защит в соответствии с предложенной концепцией;
- 2) двумя группами уставок (для нормального и вынужденного режимов);
- 3) адаптацией уставок ДЗ2 и ДЗ3 по коэффициенту гармоник;
- 4) расширенной автоматикой (АПВ, ЛЗШ, УРОВ);
- 5) местными и телеизмерениями;
- 6) возможностями осциллографирования аварийных режимов.

Вместе с тем БМРЗ-ФКС позволяет реализовать ряд новых функций защиты (отсутствующих у лучших образцов электронных защит), увеличивающих быстродействие и селективность работы блока, а также повышающих надежность его работы и удобство эксплуатации. Полный перечень функций защит БМРЗ-ФКС приведен в таблицах 17.2; 17.3. Их особенности отмечены ниже.

Основные и дополнительные функции защит БМРЗ-ФКС

Трехступенчатая направленная дистанционная защита (ДЗ1-ДЗ3)

Эта защита является основной защитой фидера контактной сети. Каждая из ступеней ДЗ1-ДЗ3 реализует составную характеристику срабатывания, которая имеет форму сектора на плоскости комплексного сопротивления, как показано на рис. 17.13. Для этого используются включенные по схеме "И" реле полного сопротивления, дающие круговую характеристику, и фазовый орган с двумя уставками, задающий зону по значениям угла между векторами напряжения и тока. Время измерения для направленной ДЗ равно периоду частоты сети ($T = 20$ мс), но очередной результат (попадание или непопадание в зону срабатывания) выдается не реже, чем через каждые 5 мс для уменьшения общего времени отключения КЗ. Таким образом, собственное время срабатывания ДЗ не превышает 25 мс, однако, при значительном превышении сигналом значения уставки, время срабатывания (по результатам экспериментальной проверки) снижается до 15 мс.

Направленная дистанционная защита (ДЗ4) от КЗ через большое активное сопротивление

ДЗ4 предназначена для отключения КЗ с малым активным током, возникающим при падении контактного провода на балласт. ДЗ4 отличается от ДЗ2 и ДЗ3 наличием элемента вычисления реактивной составляющей полного сопротивления и компарирования модуля этой составляющей с уставками, определяющими зону срабатывания в форме, близкой к прямоугольнику, как показано на рис. 17.13 в).

Двухнаправленная дистанционная защита (ДЗ2 и ДЗ3) для ППС

Для ППС и 1-путных ПС (на которых устанавливается один выключатель) требуется дистанционная защита, срабатывающая при любом направлении тока КЗ, т.е. двухнаправленная ДЗ. Это выполнялось с помощью двух соответствующим образом сфазированных блоков защит. Один БМРЗ-ФКС позволяет реализовать направленные ДЗ2, ДЗ3 с характеристикой срабатывания, симметричной относительно направления протекания тока, как показано на рис. 17.13, б). Первая ступень ДЗ при этом выбирается ненаправленной.

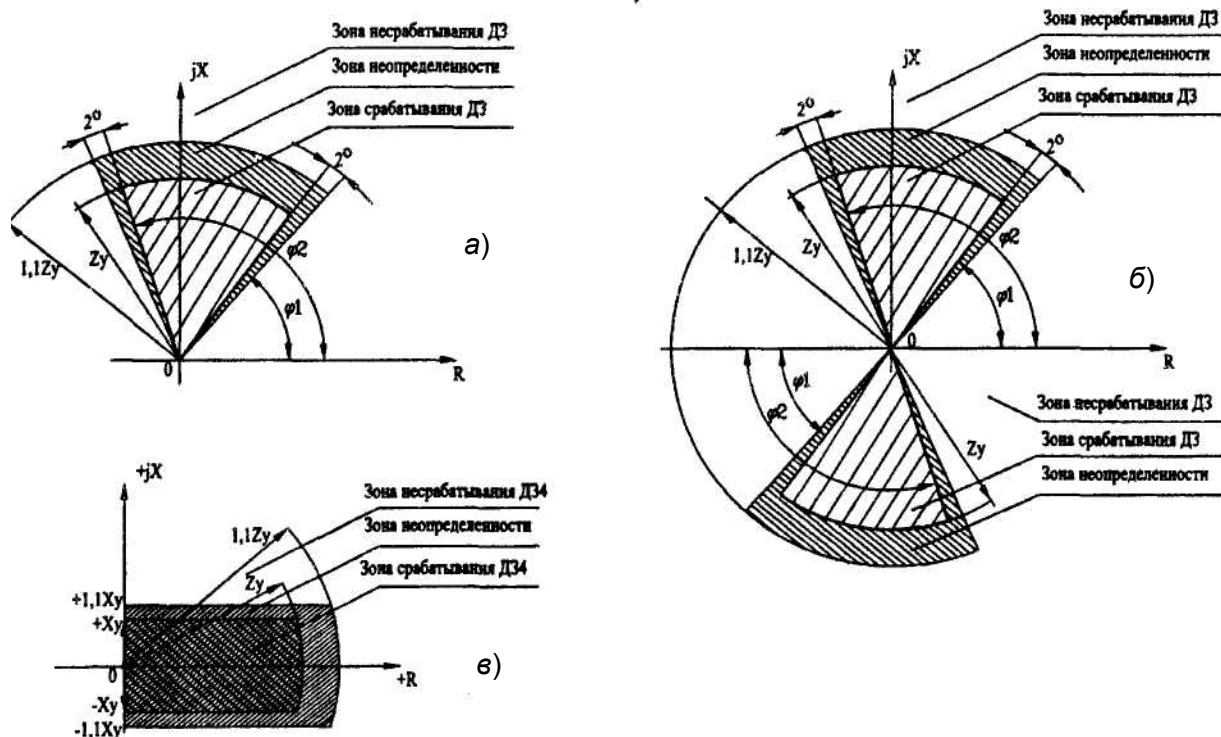


Рис. 17.13. Характеристики дистанционных защит устройства БМРЗ – ФКС.

- а) Характеристика срабатывания ДЗ1 (ДЗ2, ДЗ3)
 б) Характеристика срабатывания ДЗ1 (ДЗ2) для ППС
 в) Характеристика срабатывания ДЗ4

Квазитепловая защита

Квазитепловая защита (КЗТ) предназначена для защиты контактного провода (КП) от перегрева. Алгоритм КЗТ основан на решении уравнения теплового баланса для определения температуры контактного провода. Текущая температура КП определяется с учетом конструктивных особенностей, коэффициента деления тока между КП и несущим тросом, износа КП и его температуры, влияющих на сопротивление КП. Охлаждение КП рассчитывается с учетом тепловой постоянной времени охлаждения, определяемой отношением теплоемкости к теплоотдаче. При значении температуры КП выше 95 °С (длительно допустимой температуры медных контактных проводов) рассчитывается относительный ресурс контактного провода. По достижению относительным ресурсом предельного значения защита дает сигнал на отключение выключателя ВВ.

Защита распределительного устройства от внутренних КЗ

БМРЗ-ФКС обеспечивает возможность выполнять защиту самого распределительного устройства от внутренних замыканий любым из известных способов:

- с помощью "земляной защиты" ЗЗ (от пробоя на корпус ЗРУ);
- с помощью защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- с помощью логической защиты шин (ЛЗШ);
- с помощью защиты минимального напряжения (ЗМН).

В первых двух случаях БМРЗ-ФКС может производить отключение (без выдержки времени) выключателя ФКС по внешнему сигналу от датчика ЗЗ или ЗДЗ а также блокировать включение по АПВ после срабатывания датчика.

При использовании ЛЗШ БМРЗ-ФКС может выполнять функции ЛЗШ-датчик и ЛЗШ-приемник. Логика работы этих сигналов связана с работой других присоединении 27,5 кВ и будет рассмотрена ниже.

Токовая отсечка (ТО)

Измерительный орган ТО производит измерение сигнала тока на интервале, равном половине периода первой гармоники ($T/2 = 10$ мс); используемый в нем алгоритм цифровой фильтрации и «центрирования» обеспечивает подавление постоянной и апериодических составляющих, а также высших гармоник сигнала. При этом очередной результат (попадание или непадение в зону срабатывания) выдается не реже, чем через каждые 5 мс (для уменьшения общего времени отключения КЗ). Таким образом, собственное время срабатывания этой защиты не превышает 15 мс.

Токовая отсечка по мгновенному значению тока (ТО2)

ТО2 предназначена для более быстрого, чем ТО, отключения КЗ, близких к шинам ТП. Ее измерительный орган производит "скользящее"¹ усреднение сигнала тока на интервале 5 мс, т.е. реагирует практически на максимальное его значение. Несмотря на это, уставки ТО2 задаются в действующих значениях тока, но, в отличие от ТО, ТО2 не отстроена от апериодической составляющей, а также от высших гармоник. С учетом взаимодействия всех компонентов алгоритма собственное время срабатывания этой защиты составляет 5 - 10 мс.

Ненаправленная дистанционная защита (ННДЗ)

Алгоритм ННДЗ производит вычисление модуля полного сопротивления на основе сигналов напряжения и тока, измеряемых на интервале, равном половине периода первой гармоники ($T/2 = 10$ мс). При этом алгоритм цифровой фильтрации сигналов напряжения и тока обеспечивает подавление постоянной и апериодических составляющих, а также высших гармоник сигналов. Собственное время срабатывания этой защиты не превышает 15 мс.

Ускорение Д32 и Д33 при включении

При любом включении (оперативном или по АПВ) в течение 1 с действует ускорение Д32 и Д33 (или резервирующих их МТ32 и МТ33), при котором время выдержки обеих этих ступеней уменьшается до 0,1 с.

Ускорение Д32 и Д33 по соотношению токов двух смежных фидеров

Ускорение Д32 и Д33 используется для быстрого отключения КЗ в зоне работы этих ступеней и работает на соотношении токов в двух смежных фидерах, питающих один участок контактной сети. Этот блок алгоритма состоит из двух частей: датчика и приемника. Датчик показывает наличие тока через данный фидер и представляет собой схему ИЛИ, которая в случае срабатывания реле полного сопротивления своих Д32 или Д33, формирует сигнал ускорения Д32 и Д33 для смежного фидера. Приемник осуществляет ускорение работы Д32 и Д33, воздействуя на их элементы выдержки времени при совпадении двух условий:

- есть сигнал "Ускорение Д32 и Д33" от смежного фидера (т.е. через него начал протекать ток КЗ);
- соотношение токов в смежном и данном фидерах меньше уставки, обеспечивающей селективность такого ускоренного отключения.

Элемент выдержки времени (T_y от 0,05 до 0,3 с) служит для отстройки от кратковременных срабатываний реле полного сопротивления, которые могут быть вызваны переходными процессами в токе.

Резервная токовая защита

Три ступени ненаправленной резервной токовой защиты РТ31 - РТ33 используются для автоматического резервирования соответствующих трех ступеней дистанционной защиты Д31 - Д33 в случаях, когда напряжение снижается до уровня ниже 3% от номинального ($0,03U_n$), и адекватное определение фазовых углов невозможно. Такое снижение напряжения возможно как при КЗ, близком к шинам ТП, так и при повреждении трансформатора напряжения или его выходных цепей. При этом либо происходит отключение фидера по ЗМН с достаточно большой выдержкой времени (до 3 с), либо отключения не происходит (если ЗМН выведена на сигнал); в обоих случаях фидер остается без основной своей дистанционной защиты, что недопустимо.

При этом для обеспечения бесперебойного переключения защит на резервные и обратно у Д32 и РТ32, а также у Д33 и РТ33 используются единые элементы выдержки времени. Благодаря этому после пуска Д32 или Д33 и пропадания напряжения накопленное значение выдержки времени этой ступени Д3 переходит к заменяющей ее ступени РТ3, а при восстановлении напряжения - обратно к первоначально запустившейся ступени Д3.

Дублирование ТО и Д32 для смежного фидера

В соответствии с требованием ЦЭТ-44 [10, п. 4.3] при организации скоростного движения (до 200 км/ч) в целях обеспечения надежности и быстродействия защиты от токов КЗ на питающих фидерах контактной сети тяговых подстанций (ТП) и постов секционирования (ПС) защиты должны быть резервированы дублирующими защитами.

Поскольку БМРЗ-ФКС принимает сигнал тока не только от собственного фидера, но и от смежного (что используется для ускорения Д32 и Д33 по соотношению токов двух смежных фидеров), в нем без дополнительных аппаратных затрат реализовано дублирование основных защит смежного фидера: ТО и Д32. При этом выходное реле отключения выключателя смежного фидера включается в параллель с соответствующими реле БМРЗ-ФКС этого смежного фидера.

Дополнительные функции АПВ

Помимо традиционной функции автоматического повторного включения через заданный интервал времени, БМРЗ-ФКС реализует следующие дополнительные функции АПВ:

- контроль напряжения в фидере перед включением по АПВ и блокировку АПВ при отсутствии напряжения;
- ускорение первого цикла АПВ при наличии напряжения в фидере (БАГШН).

Это позволяет реализовать с помощью БМРЗ-ФКС любой из известных способов восстановления нормальной схемы питания межподстанционной зоны после аварийного отключения участка:

- включение ТП и ПС по АПВ с фиксированными уставками времени, задающими порядок восстановления нормальной схемы;
- включение ТП по АПВ с фиксированной уставкой времени, а ПС - с фиксированной - уставкой времени и блокировкой АПВ при отсутствии напряжения;
- включение ТП по АПВ с фиксированной уставкой времени, а ПС - по БАПВН;
- включение ПС по АПВ с фиксированной уставкой времени, а ТП - по БАПВН.

Последний из этих способов позволяет исключить возможность включения по АПВ на большой ток при установившемся КЗ (т.к. ток через ПС ограничен сопротивлением контактной сети и всегда меньше, чем ток КЗ при включении ТП). Этот способ является одним из вариантов реализации опробования КС на КЗ перед включением ТП по АПВ. При этом не требуется специальное коммутационное оборудование и токоограничивающее устройство для опробования КС, нужна только установка датчиков напряжения на фидерах ТП.

17.5. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА РАСПРЕДУСТРОЙСТВА 27,5 кВ

Защита ввода 27,5 кВ

В связи с положением выключателя ввода между понижающим (тяговым) трансформатором и шинами 27,5 кВ, устройства защит вводов выполняют свои функции на различных уровнях структуры системы тягового электроснабжения: присоединения, распределительного устройства). В табл. 17.3. приведены основные сведения о назначении, защищаемых зонах и устройствах, а также видах (принципах действия) защит вводов 27,5 кВ.

Остановимся на наиболее существенных особенностях используемых функций защит.

Логическая защита шин 27,5 кВ

ЛЗШ для РУ-27,5 кВ обладает существенными особенностями по сравнению с ЛЗШ для РУ-10 кВ:

- возможна подпитка шин 27,5 кВ от смежных подстанций через ФКС, которая должна быть отключена;
- дистанционные защиты не срабатывают при КЗ "за спиной" т.е. нужно специальным образом формировать сигналы разрешения работы логической защиты шин - ЛЗШ_д,

В соответствии с этим, логика работы ЛЗШ РУ-27,5 кВ заключается в том, что при срабатывании ЛЗШ РУ-27,5 кВ производится ускорение МТЗ на вводах 27,5 кВ, а также отключаются выключатели ФКС, через которые возникает подпитка шин 27,5 кВ от смежной подстанции.

В логической защите шин для присоединений выделяются элементы: функция-приемник **ЛЗШ_п** и сигнал-датчик **ЛЗШ_д**.

Функция **ЛЗШ_п** ФКС заключается в отключении выключателя, если выполняются одновременно два условия:

- 1) либо сработало реле полного сопротивления ДЗ1 (или ДЗ2), а ее фазовый орган показывает, что ток фидера течет к шинам (фазовый орган не сработал), либо произошел пуск РТЗ2 (РТЗ3) при напряжении на шинах, близком к нулю;
- 2) от защит всех других фидеров КС данной фазы поступают сигналы **ЛЗШ_д** (РАЗРЕШЕНИЕ СРАБАТЫВАНИЯ ЛЗШ), означающие, что на этих присоединениях КЗ нет.

Сигнал **ЛЗШ_д** формируется, если:

- либо сработало реле сопротивления ДЗ1, а фазовый орган не сработал (ток фидера течет к шинам);
- либо реле сопротивления ДЗ1 и ДЗ2 не сработали (фидер отключен или включен консольно).

Выдержка времени ЛЗШ установлена фиксированная величиной 0,2 с для отстройки от КЗ на отходящих присоединениях (ДПР, ТСН, УПК).

Структура ЛЗШ РУ-27,5 кВ определяется следующими условиями.

- Все фидеры РУ-27,5 кВ (ФКС, ДПР, ТСН, УПК, ФПГ и ЗВ) выполняют функцию ЛЗШ_д, т.е. формируют сигналы **ЛЗШ_д**, которые принимают значения "0" (запрет отключения по ЛЗШ), если запустилась одна из защит на данном фидере, и "1" (разрешение отключения по ЛЗШ) - в остальных случаях (КЗ на данном фидере нет или фидер отключен).
- Фидеры ввода 27,5 кВ выполняют функцию **ЛЗШ_п**, которая заключается в приеме сигналов **ЛЗШ_д** от всех присоединений РУ-27,5 кВ; если все они "1", то производится ускорение действия защит МТЗ и ДЗ.

Защиты, реализованные на вводах 27кВ					Таблица. 17.3
Защищаемое РУ или присоединение	Место КЗ (защищаемая зона)	Название защиты		Назначение защиты	Вид защиты (принцип действия)
РУ-27,5 кВ > трансформатор	КЗ на шинах 27,5 кВ (ближняя)	Защита шин 27,5 кВ		Основная	ЗЗ или ЛЗШ
				Резервная	ЗМН
				Дополнительная	ЛЗШ и/или МТЗ с пуском по U
	КЗ на фидерах 27,5 кВ (дальняя)	Резервирование РЗ отходящих присоединений	ФКС	Резервная	ДЗ1 и ДЗ2
			ДПР, ТСН	Резервная	МТЗ (2-я и 3 ступени)
	Выключатель ввода	УРОВ		-	—
РУ-110 кВ	ОРУ-110кВ, ВЛ-110кВ (ближняя и дальняя)	Защита от подпитки (ЗП)		Основная	ЗНМ и ЗПН
				Резервная	ЗМН

Примечание. ЗНМ - защита по направлению мощности; ЗПН - защита от повышения напряжения.

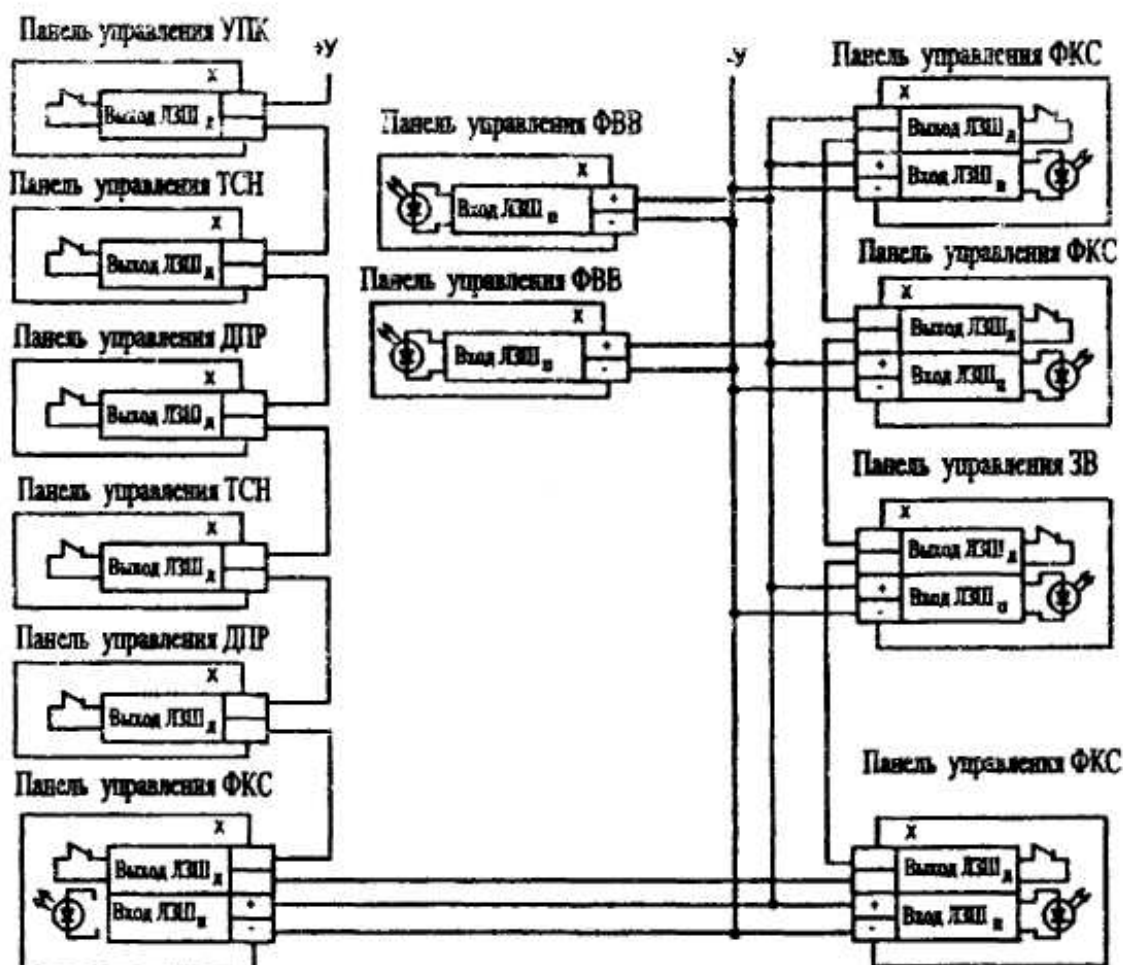


Рис. 17.14. Структура логической защиты шин РУ-27,5 кВ

Фидеры КС (и запасного выключателя) тоже выполняют функцию ЛЗШ_п, но для них она иная - отключение фидера.

Вариант реализации ЛЗШ с помощью терминалов типа БМРЗ представлен на рис. 17.14. Сигналы ЛЗШ_д всех блоков отходящих фидеров соединяются последовательно и подаются в параллель на входы ЛЗШ_п вводов (БМРЗ-ФВВ) и фидеров контактной сети (БМРЗ-ФКС).

Для ЗРУ-27,5 кВ в качестве основной защиты целесообразнее использовать земляную защиту (ЗЗ), т.к. она обладает:

- 1) максимальным быстродействием (только время срабатывания токового и промежуточного реле);
- 2) высокой чувствительностью (100-200 А);
- 3) наилучшей селективностью (не даёт ложных срабатываний при любых аварийных ситуациях вне КРУ).

Датчиками ЗЗ служат два трансформатора тока 1000/5 надетые на шины, соединяющие внутренний и внешний контуры заземления. Эти шины с трансформаторами тока располагаются по краям ЗРУ, которое конструктивно должно быть изолировано от земли. В качестве реле тока используются электромеханические реле (типа РТ-40). Факт срабатывания этих реле фиксируется с помощью двухпозиционного реле (на случай исчезновения и восстановления напряжения питания). Отключение всех выключателей производится через промежуточные реле, расположенные в ячейках ввода и фидеров контактной сети.

При этом с учетом опыта эксплуатации таких защит необходимо изолировать корпус ЗРУ от фундаментной части.

Защита минимального напряжения (ЗМН) используется в качестве резервной защиты шин 27,5 кВ, ЗМН имеет выдержку времени, превосходящую максимальную из выдержек времени всех отходящих фидеров.

Дополнительная защита шин 27,5 кВ должна работать в тех случаях, когда основная (ЛЗШ), использующая фазовые органы дистанционных защит, не может работать из-за значительного снижения напряжения на шинах. Поэтому в качестве дополнительной защиты шин 27,5 кВ используется МТЗ с пуском по напряжению, что обеспечивает ее селективность при КЗ на фидерах.

Резервирование основных защит тяговых фидеров - ДЗ1 и ДЗ2 - производится соответственно двумя ступенями ДЗ на вводах с выдержками времени, превышающими на одну ступень выдержки времени ДЗ1 и ДЗ2 для ФКС.

Резервирование основных защит нетяговых фидеров производится соответственно двумя ступенями МТЗ на вводах с выдержками времени, превышающими на одну ступень выдержки времени резервируемых защит.

Защита от подпитки (ЗП) коротких замыканий на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора токами смежной подстанции через контактную сеть является специфической «железнодорожной» защитой.

Различные варианты КЗ и его подпитки могут привести к серьезным повреждениям, таким как перегорание проводов высоковольтной питающей линии электрической дугой, повреждение ограничителей перенапряжений (ОПН) и измерительных трансформаторов напряжения на обеих сторонах тягового трансформатора и т.д. Любое из этих повреждений приводит к практически полному погашению подстанции, потому вызывающая их аварийная ситуация должна быть быстро идентифицирована и устранена путем отключения вводов 27,5 кВ.

Следует иметь в виду, что подпитка собственно распределительного РУ-27,5 кВ при отключениях на стороне 110 кВ (220 кВ) является полезной, т.к.:

- обеспечивается питание трансформаторов собственных нужд и линий продольного электроснабжения (хотя и несимметричное);
- сохраняется соединение смежных фидеров контактной сети через шины РУ-27,5 кВ и подстанция продолжает работать в режиме поста секционирования (по петлевой схеме).

Поэтому при рассматриваемой аварийной ситуации - КЗ на высокой стороне - целесообразно отключать только вводы 27,5 кВ, но оставлять включенными остальные присоединения РУ-27,5 кВ.

Традиционно ЗП имела измерительные органы напряжения на стороне 110 кВ (220 кВ), однако по своей сути она является защитой обще-подстанционной, т.к. защищает цепи на стороне питания путем отключения вводов 27,5 кВ. Поэтому в связи с переходом на микропроцессорное поколение аппаратных средств защиты был пересмотрен традиционный подход к реализации ЗП на предмет возможности замены распределенной структуры ЗП на сосредоточенную полностью (включая все ее измерительные, логические и сигнальные органы) в интеллектуальных терминалах вводов 27,5 кВ.

Используются три различные защиты, объединенные по "ИЛИ", которые действуют в вышеперечисленных аварийных ситуациях и имеют разное быстродействие:

1) защита по минимальному напряжению (ЗМН) предотвращает незначительные повреждения при очень малых токах подпитки КЗ, поэтому требует высокого быстродействия; время выдержки ЗМН, как и ранее, может составлять 2...5 с, т.к. при пропадании напряжения 110 (220) кВ предпочтительнее ждать его повторного включения по АПВ питающей высоковольтной линии;

2) защита по направлению мощности (ЗИМ) при протекании активной мощности в любой из обмоток 27,5 кВ в обратном направлении и одновременном пуске ЗМН обеспечивает ускорение действия ЗМН, т.к. токи подпитки в этом случае могут производить существенные повреждения; время срабатывания ЗМН при этом может быть уменьшено до 0,05...0,5 с;

3) защита от перенапряжений (ЗПН) - предотвращает повреждения ОПН и измерительных трансформаторов напряжения; она срабатывает без выдержки времени при значительных перенапряжениях, но не срабатывает при увеличении напряжения на 10...30% от действия компенсирующих устройств, а также при переходных процессах в РУ-27,5 кВ.

Указанный критерий срабатывания ЗП был реализован в микропроцессорном блоке релейных защит фидеров ввода 27,5 кВ типа БМРЗ-ФВВ.

Структура и функционирование УРОВ

Блоки БМРЗ для всех присоединений 27,5 кВ обеспечивают выполнение функций датчика устройства резервирования при отказах выключателя (УРОВд). Сигнал **УРОВд** выдается с задержкой времени $T_{\text{УРОВ}}$ по внутреннему сигналу отключения выключателя при условии срабатывания любой из защит, действующих на отключение, и превышения значения тока фидера $0,05 I_n$ (т.е. значения, которое можно гарантированно выделить на фоне помех и погрешностей всего измерительного тракта).

Структура УРОВ подстанции зависит от главной схемы электрических соединений, которая определяет конкретное количество и тип присоединений. Для ТП переменного тока структура УРОВ должна охватывать все высоковольтные выключатели этих присоединений, резервируя их «снизу до верху». При этом подсистема УРОВ для РУ-27,5 кВ характеризуется тем, что по сигналам УРОВд от всех присоединений нужно отключать в общем случае оба ввода и все выключатели фидеров контактной сети, т.к. через них возможна подпитка шин 27,5 кВ. Сигнал УРОВд вводов 27,5 кВ должен действовать на отключение понижающего трансформатора. Соответствующая структурная схема приведена на рис.19.15.

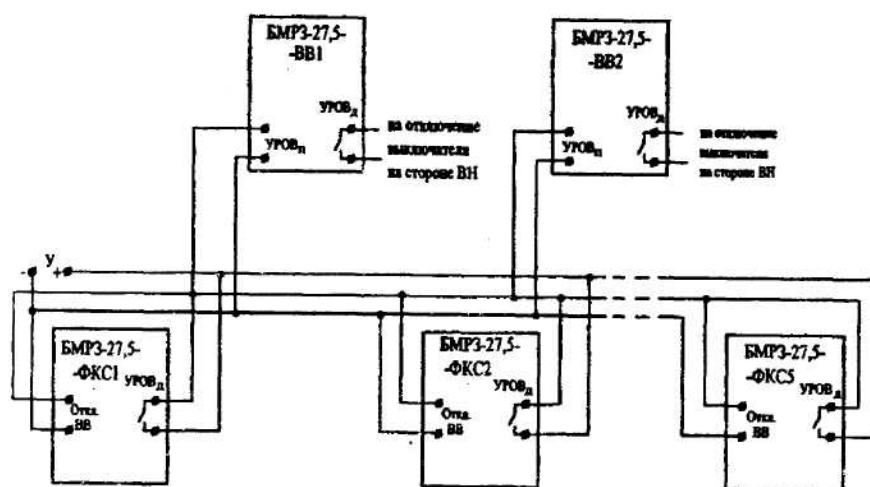


Рис. 17.15. Структура УРОВ РУ-27,5 кВ

17.6. ЗАЩИТА НЕТЯГОВЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ

К числу нетяговых присоединений РУ-27,5 кВ относятся:

- ДПР - фидер системы «два провода – рельс»;
- ТСН - трансформатор собственных нужд;
- УПК-устройство поперечной компенсации.

Релейная защита и автоматика этих присоединений к шинам РУ-27,5 кВ определяется специфическими особенностями их нагрузок и наиболее вероятными типами повреждений.

Для этих присоединений выпускаются специализированные устройства БМРЗ – ДПР, ТСН и УПК.

Фидер системы «два провода – рельс»

Линии ДПР 27,5 кВ предназначены для питания собственных и хозяйственных нужд объектов электрификации и используют рельс в качестве 3 фазы «С».

- У них отсутствуют однофазные замыкания на землю – вместо этого двухфазное;
- Невозможно измерить ток в фазе С (т.к. по рельсу течет суммарный ток всех присоединений РУ-27,5 кВ).

Защита должна отвечать следующим требованиям:

- должна обеспечивать отключение высоковольтного выключателя при 2-фазном и 3-фазном КЗ на линии;
- селективность защит фидеров ДПР достигается выбором селективных уставок по времени;

- на фидерах ДПР устанавливается токовая отсечка (ТО) и максимальная токовая защита (МТЗ) с выдержкой времени.

Эти требования могут быть реализованы трехступенчатой МТЗ, первая ступень которой работает без выдержки времени в режиме токовой отсечки.

Из функций автоматики на фидерах ДПР применяют автоматическое повторное включение (АПВ).

Трансформатор собственных нужд

На стороне высшего напряжения ТСН устанавливаются:

- токовая отсечка (ТО) без выдержки времени;
- максимальная токовая защита (МТЗ) с выдержкой времени, реагирующая на однофазные КЗ на стороне низшего напряжения.

Эти требования также могут быть выполнены путем использования трехступенчатой МТЗ, первая ступень которой работает без выдержки времени в режиме токовой отсечки.

Устройство поперечной компенсации

УПК является наиболее специфичным из нетяговых фидеров, т.к. в нем используются два выключателя, а защиты конденсаторной батареи существенно отличаются от защит линий.

Для компенсирующих устройств регламентируется необходимость выполнения защит следующих типов:

- от токов КЗ, действующей на отключение без выдержки времени;
- от перегрузки конденсаторов токами высших гармоник;
- от повышения напряжения сверх допустимого с выдержкой времени 3-5 мин;
- продольной дифференциальной токовой;
- дифференциальной по разбалансу напряжений на двух продольных секциях конденсаторной батареи.

Рассмотрим принципы выполнения защит УПК более подробно:

В установке поперечной емкостной компенсации (УПК) (рис. 19.16) конденсаторы С подключают масляным или вакуумным выключателем Q к шинам 27,5 кВ и к рельсам. Последовательно с конденсаторами установлен реактор L_p . Индуктивность реактора с емкостью конденсаторов образует последовательный резонансный контур, настраиваемый на частоту 130 - 140 Гц. Этот контур не пропускает высшие гармоники кривой тягового тока в энергосистему.

Установки поперечной емкостной компенсации оборудуют максимальной токовой защитой (реле КА1) и продольной дифференциальной защитой (реле КА3), которые реагируют на короткие замыкания и повреждения корпусной изоляции относительно земли, а также защитой от перегрузки (реле КА2).

Ток срабатывания максимальной токовой защиты должен быть больше токов, которые могут протекать через неповрежденную установку. При КЗ в контактной сети вблизи места расположения установки поперечной емкостной компенсации происходит разряд конденсаторов на место повреждения. Ток разряда может превысить номинальный ток $I_{НОМ}$ в 2,5—3 раза, однако через 0,1 с его кратность снижается и не превышает 1,5—2.

Включение конденсаторной установки выключателем Q сопровождается переходным процессом, при котором ток может превысить номинальный в 3 - 3,5 раза, но через 0,02 - 0,04 с его величина резко снижается. Токи включения и разряда не должны вызывать срабатывания максимальной токовой защиты, так как они относятся к исправной установке. Учитывая время действия защиты и выключателя, уставку срабатывания выбирают, пользуясь выражением:

$$I_{сз} > 2k_3 I_{НОМ},$$

где k_3 — коэффициент запаса, равный 1,15—1,25; $I_{НОМ}$ — номинальный ток установки поперечной емкостной компенсации, А.

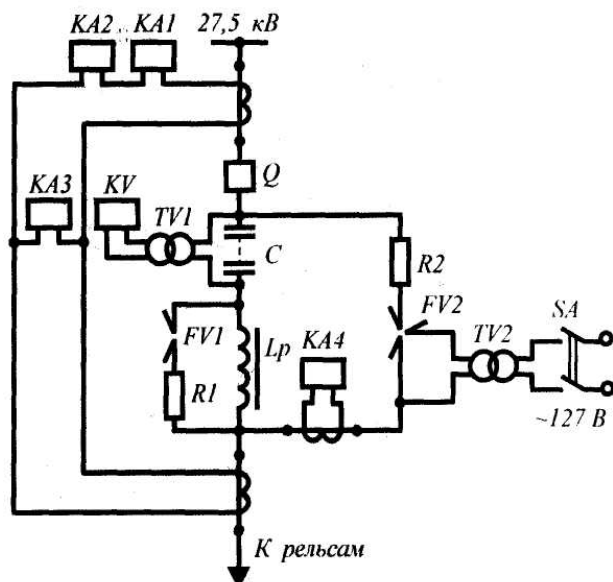


Рис. 17.16. Защита установки поперечной емкостной компенса-

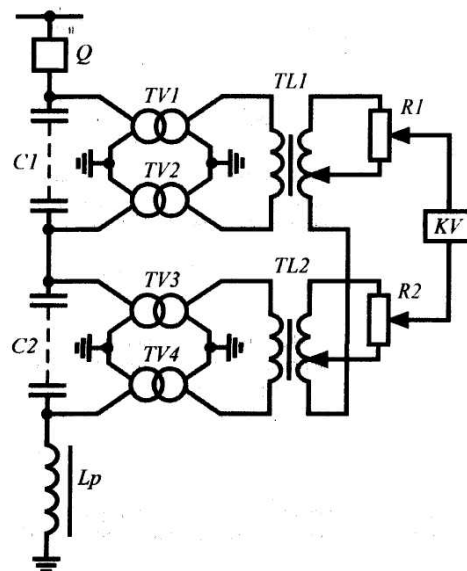


Рис. 17.17. Дифференциальная защита по напряжению

Установка состоит из типовых конденсаторов (например, КСГТК-1,05-120), соединенных последовательно и параллельно. Номинальный ток установки вычисляют по формуле:

$$I_{ном} = \frac{U_{ш,н}}{\frac{x_c M}{N} - X_L} = \frac{U_{ш,н}}{X_c - X_L},$$

где $U_{ш,н}$ — номинальное напряжение на шинах, В;
 N — число параллельно соединенных конденсаторов в одном ряду;
 M — число последовательно соединенных рядов;
 X_L — сопротивление реактора, Ом;
 X_c — емкостное сопротивление конденсаторной установки—при частоте 50 Гц, Ом.
 Обычно выполняется соотношение $X_L - 0,123x_c M/N = nX_c$, где $n=0,123$.

При повреждении корпусной изоляции конденсаторов происходит замыкание на землю. Однако с землей связана фаза «С» шин 27,5 кВ, поэтому замыкание на землю в данном случае является междуфазным. Чем ближе к реактору L_p произойдет замыкание на землю, тем меньше ток КЗ, так как он ограничивается сопротивлением, последовательно соединенных платформ исправных конденсаторов. В связи с этим максимальная токовая защита, уставкой которой выбрана по условию отстройки от номинального тока, защищает всего несколько платформ вблизи выключателя Q. Она сработает также при замыкании на землю трансформатора напряжения TV1.

Продольная дифференциальная защита реагирует на замыкания на землю всех платформ с конденсатором. Трансформаторы тока выбирают на один и тот же номинальный ток, поэтому выравнивания токов в плечах защиты не производится. Номинальный ток первичной обмотки определяется мощностью установки емкостной компенсации и допустимой 10%-ной погрешностью при коротких замыканиях. Ток срабатывания определяется по условию:

$$I_{сз} = \Delta f_{max} k_3 k_{одн} 3.5 I_{ном}$$

где Δf_{max} — допустимая погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;
 k_3 — коэффициент запаса, принимаемый равным 1,5;
 $k_{одн}$ — коэффициент однотипности, принимаемый равным 1.
 Коэффициент чувствительности должен быть равен 2.

Величина минимального тока КЗ принимается равной $0,89 I_{ном}$, что соответствует замыканию на землю последней платформы с конденсаторами.

Защиту от перегрузки выполняют в виде максимальной токовой с выдержкой времени до 9 с. Ток срабатывания определяется стандартным путем, принимая максимальный рабочий ток равным 1,3 номинального, что определяется допустимой перегрузочной способностью конденсаторов.

Если на тяговой подстанции не применяют устройства автоматического регулирования напряжения (АРПН), то к трансформатору напряжения $TV1$ подключают реле напряжения KV , осуществляющее защиту от недопустимого повышения напряжения. Защита с уставкой по напряжению 115—120 % от номинального имеет выдержку времени 3—5 мин и действует на отключение установки.

Ко вторичной обмотке трансформатора $TV1$ параллельно реле KV подключают еще одно реле напряжения (на рис. 17.16 не показано), осуществляющее защиту минимального напряжения с выдержкой времени 0,5 с для отстройки от переходных процессов. Эта защита контролирует целостность первичной обмотки $TV1$, необходимой по условиям электробезопасности — при отключении установки от сети на нее разряжаются конденсаторы. Защита минимального напряжения частично резервирует защиты от коротких замыканий. Напряжение срабатывания выбирается по условию отстройки от минимального напряжения. Минимальное напряжение нормального режима U_{Hmin} при установке компенсирующего устройства на тяговой подстанции принимают равным 25000 В, а при установке на посту секционирования — равным 21000 В.

Защита минимального напряжения имеет блокировку, вводящую ее в работу при включенном выключателе Q .

Конденсаторная установка состоит из отдельных конденсаторов с номинальным напряжением 1,05 или 0,66 кВ, соединяемых последовательно и параллельно. В свою очередь каждый конденсатор имеет несколько секций, каждая из которых имеет индивидуальный предохранитель, встроенный внутрь корпуса. При сгорании одного или нескольких предохранителей уменьшается емкость всего ряда параллельно соединенных конденсаторов, а напряжение на оставшихся в работе секциях возрастает. Это ведет к более интенсивному старению.

Для контроля за равномерностью распределения напряжения между рядами используется **дифференциальная защита по напряжению**.

Защита содержит трансформаторы напряжения $TV1—TV4$ типа ЗНОМ-35, промежуточные трансформаторы $TL1, TL2$, потенциометры $R1, R2$ и чувствительное реле напряжения (рис. 19.17). Конденсаторная установка делится на две одинаковые части $C1$ и $C2$, параллельно которым подключены соответственно трансформаторы напряжения $TV1, TV2$ и $TV3, TV4$. При настройке защиты регулировкой потенциометрами $R1$ и $R2$ устраняют в реле KV напряжение небаланса, обусловленное возможным некоторым неравенством емкостей частей $C1$ и $C2$. При изменении емкости $C1$ или $C2$ из-за перегорания предохранителей секции конденсаторов или из-за закорачивания хотя бы одного их ряда изменяется баланс напряжений, реле KV срабатывает и выключатель Q отключается.

Чувствительность защиты проверяется по короткому замыканию в одном из рядов конденсаторов, при котором весь ряд оказывается зашунтированным. При этом напряжения U_{C1} и U_{C2} соответственно на частях $C1$ и $C2$ перераспределяются: в той части, где расположен закороченный ряд, оно будет меньше, чем в нормальном режиме, а в другой части — больше. Разность этих напряжений равна, очевидно, В:

$$U_{C1} - U_{C2} = I'_{ср} * X_{ср} = I'_c X_c / M,$$

где X_c — емкостное сопротивление при частоте 50 Гц всей конденсаторной установки в нормальном режиме, Ом;

$X_{ср}$ — емкостное сопротивление одного ряда, Ом; M — число последовательно соединенных рядов в конденсаторной установке в нормальном режиме;

I'_c - ток конденсаторной установки при коротком замыкании в одном ряду, А. Величина тока I'_c при минимальном напряжении на шинах равна:

$$I'_c = \frac{U_{н\min}}{X'_c - X_L} = \frac{U_{н\min}}{X_c \frac{M-1}{M} - X_L} = \frac{MU_{н\min}}{X_c [M(1-n) - 1]},$$

где X'_c - емкостное сопротивление при частоте 50 Гц конденсаторной установки при коротком замыкании в одном ряду, Ом; $n = X_L / X_c = (50 / f_0)^2$.

Напряжение небаланса на реле KV в этом режиме равно:

$$U_{нб} = (U_{C1} - U_{C2}) \frac{\kappa_{сн}}{K_U n_n} = \frac{\kappa_{сн} U_{н\min}}{K_U n_n [M(1-n) - 1]},$$

где K_U - коэффициент трансформации трансформаторов напряжения TV1—TV4;
 n_n - коэффициент трансформации промежуточных трансформаторов;

$\kappa_{сн}$ - коэффициент, учитывающий снижение напряжения на резисторах R1 и R2 из-за падения напряжения, вызванного током реле KV.

Чувствительность проверяется по условию:

$$\kappa_{\eta} = \frac{U_{нб}}{U_{ср}} \geq 1,5,$$

где $U_{ср}$ — напряжение срабатывания реле KV.

Защита снабжается выдержкой времени 0,5 с для отстройки от переходных режимов. В типовой защите трансформаторы TL1 и TL2 применяются как повышающие с коэффициентом трансформации $n_n=0,29$. Это обеспечивает срабатывание защиты при изменении емкости конденсаторов одного ряда примерно на 10 %.

В типовой схеме установка поперечной емкостной компенсации подключается к шинам 27,5 кВ не одним, а двумя соединенными последовательно выключателями, один из которых зашунтирован резистором с сопротивлением 50 Ом. При включении установки сначала замыкаются контакты того выключателя, который не имеет шунтирующего резистора. Поскольку второй выключатель (с шунтирующим резистором) отключен, то подключение установки к шинам осуществляется через резистор. После этого включается второй выключатель, контакты которого шунтируют резистор. Отключение установки производится в обратном порядке. Включение резистора последовательно с конденсаторами при включении и отключении снижает коммутационные перенапряжения.

Для защиты и автоматики УПК предназначено устройство **БМРЗ-УПК**, в состав которого входят:

Продольная дифференциальная токовая защита (ПДТЗ) - токовая отсечка по модулю разности действующих значений токов, с постоянной задержкой времени срабатывания, с действием на отключение и сигнализацию.

Защита от перегрузки конденсаторов токами высших гармоник (ЗПВГ) — токовая отсечка по действующему значению токов высших гармоник (со второй по девятую, включительно), с независимой времятоковой характеристикой, с действием на отключение и/или на сигнализацию.

Дифференциальная защита по напряжению (ДЗН) — с пуском по превышению модулем разности напряжений заданной уставки, с постоянной задержкой времени срабатывания, с действием на отключение и сигнализацию.

Защита от превышения допустимого напряжения (ЗПДН) — с независимой задержкой времени срабатывания, с действием на отключение и сигнализацию.

ЗМН по сумме напряжений секций конденсаторов - с программно задаваемой задержкой времени срабатывания, с действием на отключение и/или сигнализацию, с контролем включенного состояния коммутационных аппаратов.

Функция ЛЗШ-датчик, с выдачей сигнала ЛЗШд при пуске любой из защит.

Защита от замыканий на землю (дуговых замыканий) по входному дискретному сигналу «ЗЗ (ЗДЗ)».

УРОВ - реализует функцию УРОВ-датчик. Сигнал «УРОВд» выдается при невыполнении команды на отключение выключателя с контролем значения тока присоединения.

Устройство предназначено для работы с двумя выключателями в цепи УПК.