

В.В. Курганов

"Релейная защита и автоматика систем электроснабжения"
ВЫБОР ЗАЩИТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК И РАСЧЕТ
УСТАВОК ЦИФРОВЫХ РЕЛЕ
ПРАКТИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО
по проектированию "Электроснабжения"



2004

УДК 621.311.078 (075.8)

Автор-составитель Курганов В.В.

"Практическое руководство к курсовому и дипломному проектированию по курсу "Релейная защита и автоматика систем электроснабжения", по теме "Выбор защитных характеристик и расчет уставок цифровых реле" для студентов специальности 43.01.03 "Электроснабжение". – Гомель: ГГТУ, 2004, – с.

Рецензент: декан энергетического факультета ГГТУ им. П.О. Сухого
Евминов Л.И.

© "Гомельский государственный технический университет
имени П.О. Сухого, 2004"

ВВЕДЕНИЕ

Релейную защиту на электромеханических элементах впервые стали применять еще в конце 19-го века. Например, год рождения индукционного дискового реле тока, известного у нас как РТ-80, а на Западе-RI является 1901 год. В последние годы на смену электромеханическим реле пришли сначала полупроводниковые аналоговые реле на микроэлектронной элементной базе (ЯРЭ-2201, ШДЭ-2801 и др.), а затем микропроцессорные (цифровые) устройства защиты, автоматики и управления различных электроустановок. Цифровые устройства обладают многими достоинствами: непрерывная самодиагностика, связь с компьютером, регистрация параметров защищаемого элемента, простота наладки и обслуживания и др.

Новое поколение релейной защиты с цифровой обработкой информации обладает различной степенью гибкости. Это одно из наиболее ценных качеств защит, позволяющее расширить их функциональные возможности, а также выполнить данные устройства универсальными, без пропорционального наращивания аппаратных средств и неопределенного расширения номенклатуры защитных устройств. Последние годы определилась оптимальная структура построения аппаратной части реле, многие технические решения стали типовыми. Как следствие этого, современные цифровые реле, даже произведенные разными фирмами, имеют много общего, а их характеристики очень близки. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне $(0,1 \dots 0,5)$ В·А вместо $(10 \div 30)$ В·А у электромеханических реле, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 вместо $(0,8 \dots 0,85)$, аппаратная погрешность в пределах $(2-5)$ %. Близки и прочие параметры. Возникает вопрос: почему наблюдаются такие совпадения? По-видимому действуют некие объективные факторы, которые и приводят разных разработчиков к одним и тем же результатам.

Переход на цифровые принципы обработки информации в устройствах релейной защиты и автоматики (РЗА) не привел к появлению каких-то новых принципов построения защиты электроустановок, но существенно улучшил эксплуатационные качества реле. Последнее и делает цифровые устройства конкурентно способными на рынке релейной защиты, хотя возникает ряд затруднений при их внедрении. Имеет место конфликт, обусловленный более широкими функциональными возможностями цифровых устройств защиты по сравнению с существующими электромеханическими системами и ограничениями, накладываемыми морально устаревшими смежными системами управления и контроля. Есть затруднения, обусловленные и естественной боязнью эксплуатационного персонала нового оборудования из-за отсутствия необходимых знаний и информации. Вместе с тем технический прогресс

заставляет отечественных потребителей и поставщиков электроэнергии при проектировании новых и реконструкции старых подстанций применять цифровые защиты, которыми уже укомплектованы современные высоковольтные ячейки КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями.

В данной работе обобщены сведения по построению цифровых устройств защиты и автоматики, а также приведены особенности выбора характеристик и расчета уставок цифровых реле.

Практическое руководство предназначено для студентов, изучающих курсы: "Релейная защита и автоматика" и "Электронные устройства систем электроснабжения".

1 ОСНОВНЫЕ ТИПЫ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦИФРОВЫХ РЕЛЕ

В настоящее время на рынке Республики Беларусь появилось большое разнообразие микропроцессорных (цифровых) устройств релейной защиты и автоматики разных изготовителей. В этой ситуации сложно ориентироваться при выборе нужной продукции. Одни изготовители предлагают цифровые реле с ограниченным числом функций защиты и относительно невысокой стоимостью, другие наоборот. Перспективной продукцией является новое поколение цифровых устройств РЗА с интеграцией в пределах единого информационного комплекса функций релейной защиты, автоматики, измерения, учета электроэнергии, регулирования и управления электроустановкой. Такие цифровые реле с позиции АСУ ТП энергетического объекта являются окончательными устройствами сбора информации и поэтому часто их называют релейными терминалами. Полным набором функций защиты, измерения и управления обладают многофункциональные цифровые реле следующих серий: SIPROTEC, LSA600 (SIEMENS); MICOM, (AREVA); SPAC, SPACOM и REL500 (АББ Реле-Чебоксары); BMP3 (НТЦ "Механотроника" г. Санкт-Петербург); Sepam2000 ("Шнайдер электрик", Франция), МРЗС ("Киевприбор", Украина). В Республике Беларусь выпускается микропроцессорная токовая защита типа МТЗ-610ЛВ производства РУП "Белэлектромонтажладка".

Рассмотрим характеристики цифровых реле на примере серии Sepam2000. Такие реле с 2001 года успешно эксплуатируются в ЗРУ-6 кВ на подстанциях предприятия "Гомельтранснефть Дружба". Цифровые реле Sepam2000 выпускаются с полным набором функций релейной защиты для конкретной электроустановки в сетях 6-10 кВ:

- Генератор Sepam2000 (G00-G13);
- Трансформатор Sepam2000 (T01-T19);
- Электродвигатель Sepam2000 (M02-M16);
- Фидер линии Sepam2000 (S01-S8);

Вводной и секционный выключатели Seram2000 (B01-B08);
Компенсирующее устройство Seram2000 (C01-C08).

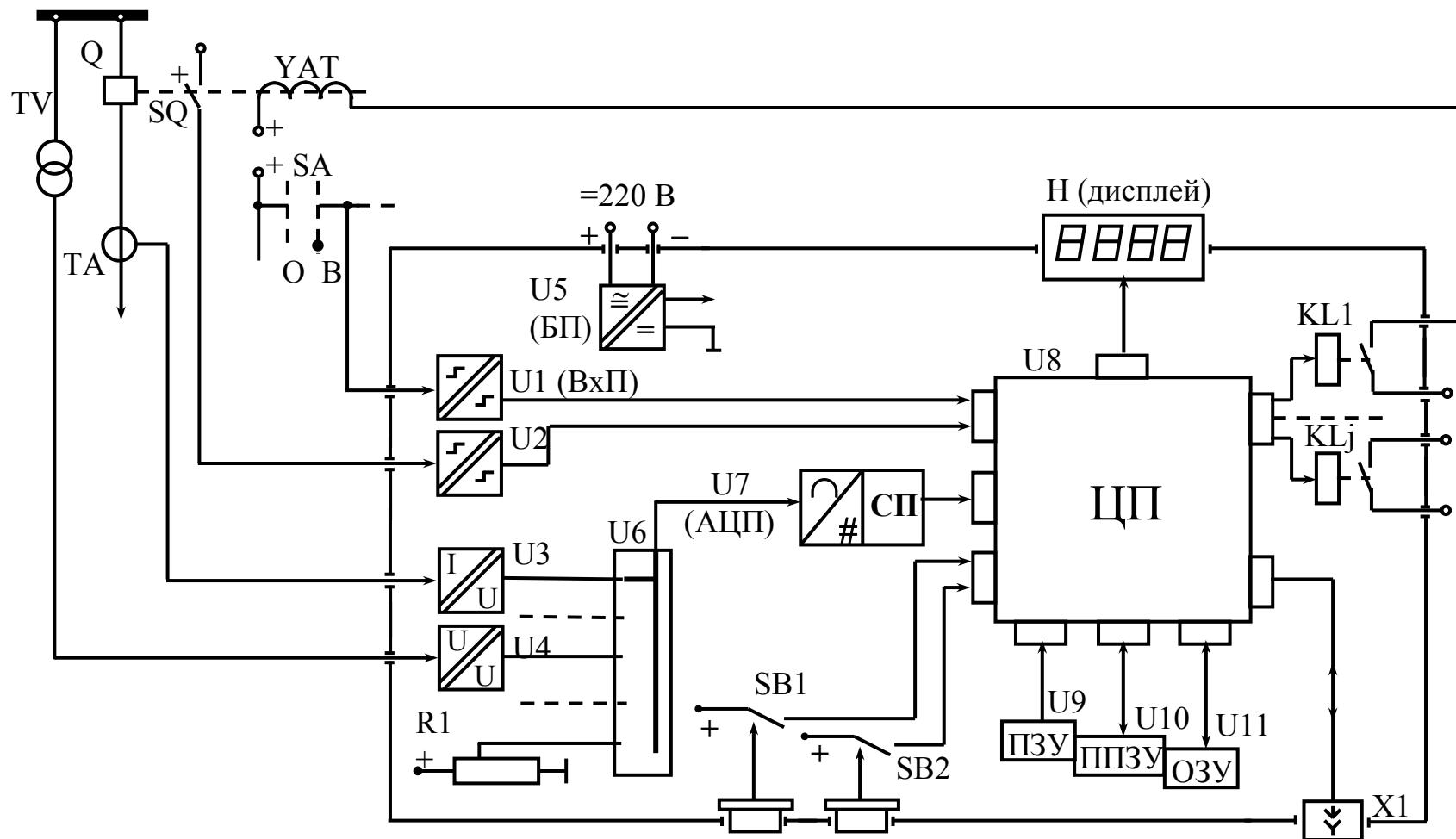


Рис. 2.1 Структурная схема цифрового устройства защиты

В качестве примера в таблице П.1 (Приложения) приведен набор функций защиты, измерения, контроля и управления, выполняемых одним цифровым реле Seram2000-М электродвигателя напряжением 6(10) кВ, там же приведена схема подключения реле.

2 УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ЦИФРОВЫХ РЕЛЕ

Цифровые реле (ЦР) относятся к поколению полностью цифровых устройств релейной защиты, т.е. устройств, в которых используются аналого-цифровое преобразование входных величин сразу же за входными трансформаторами устройства защиты, а обработка полученных цифровых сигналов ведется исключительно с использованием микропроцессоров. Цифровые реле различных изготовителей имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны представленной на рис. 2.1.

Непременными узлами любого цифрового устройства РЗА являются: входные ($U_1 \dots U_4$) и выходные ($KL_1 \dots KL_j$) преобразователи сигналов, тракт аналого-цифрового преобразования с сигнальным микропроцессором (U_6 , U_7 , СП), центральный процессор или микроЭВМ (U_8), кнопки управления и ввода информации от оператора (SB_1 , SB_2), дисплей (H) для отображения информации и блок питания (U_5). Современные цифровые устройства, как правило, оснащаются и коммуникационным портом (X_1) для связи с другими цифровыми устройствами АСУ ТП, персональным компьютером и др.

Основные функции вышеперечисленных узлов следующие.

2.1 Входные преобразователи сигналов

Входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних устройств подстанции от внутренних цепей ЦР. Одновременно, входные преобразователи осуществляют приведение внешних сигналов к единому виду (напряжению) и нормированному уровню, требуемому для работы микроэлектроники. Здесь же осуществляется предварительная частотная фильтрация входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием. Для этой цели применяют простой аналоговый фильтр нижних частот. Одновременно принимаются меры по защите от перенапряжений (обычно с помощью варисторов). Различают преобразователи аналоговых (U_3 , U_4), и логических (U_1 , U_2) входных сигналов. Преобразователи аналоговых сигналов выполняются в виде малогабаритных промежуточных трансформаторов тока и напряжения. Ввиду очень малого потребления мощности последующими электронными узлами, преобразование токовых сигналов в пропорциональное напряжение осуществляется с помощью простейших резисторных шунтов, обеспечивающих погрешность не более (2-5)%. Количество аналоговых преобразователей в одном ЦР в зависимости от исполнения может достигать 7-ми (3 напряженческих и 4 токовых, включая датчик от трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗЛ). Преобразователи логических дискретных сигналов, поступающих от контактов внешних цепей подстанции

в количестве до 16-ти штук, выполняются на основе оптронов (светодиод-фотоприемник). Причем, для повышения помехоустойчивости реле порог срабатывания оптрона установлен на уровне 60 % номинального напряжения источника оперативного тока подстанции.

2.2 Выходные релейные преобразователи и блок питания

Выходные преобразователи ЦР должны обладать соответствующей коммутационной способностью и обеспечивать видимый разрыв коммутируемой цепи. В этой связи контактная пара электромагнитного реле остается вне конкуренции. К тому же это и самое дешевое решение. В общем случае в одном ЦР может находиться до 8-ми малогабаритных выходных реле (2 для управления выключателем и 6 сигнальных). Следует отметить, что при проектировании схем подключения ЦР к выключателю подстанции необходимо предусмотреть, чтобы разрыв цепей катушек отключения и включения выключателя осуществлялся собственными блок-контактами SQ выключателя по завершению команды "отключить" или "включить". Кроме того, как принято в отечественной практике, целостность цепи отключения выключателя должна непрерывно контролироваться. Для выполнения этих условий цепь отключения выключателя должна выполняться по схеме, изображенной на рис. 2.2.

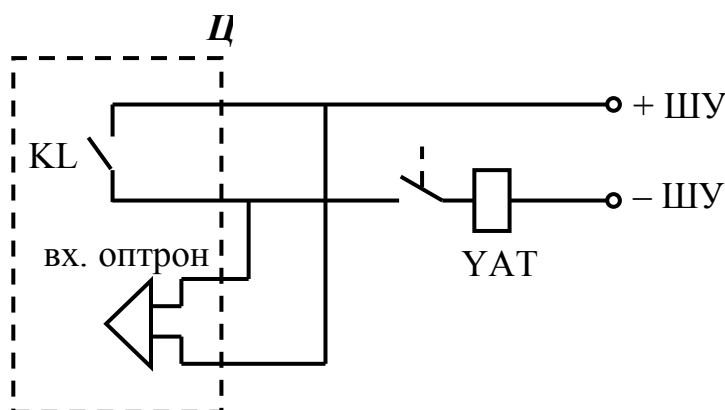


Рис. 2.2 Схема цепи отключения выключателя цифровым реле

Аналогичную схему только с размыкающими блок-контактами SQ должна иметь цепь включения выключателя. В этом случае два входных логических сигнала (оптроны) ЦР выполняют роль традиционных промежуточных реле-повторителей положения выключателя РПО и РПВ. Блокировка от "прыгания" выключателя при одновременной подаче команды включить (оперативно) и отключить (от защиты) в ЦР запрограммирована в логической части защиты.

Блок питания (БП) цифрового реле преобразует первичное напряжение оперативного тока подстанции (переменное, постоянное или выпрямленное) в четыре вторичных напряжения постоянного тока, необходимых для питания электронных узлов и выходных реле: +5 В, ± 15 В и +24 В. Практически во всех современных ЦР используются импульсные

блоки питания, выполняемые на базе высокочастотных инверторов. Поскольку в инверторе имеется блокинг-генератор с трансформаторной связью, то такие БП осуществляют гальваническое разделение оперативных цепей от цепей ЦР. При этом существенно возрастает помехозащищенность реле, а к.п.д. блока питания достигает 85%. В целом одно ЦР по цепям оперативного питания потребляет мощность не более 20 Вт.

2.3 Тракт аналого-цифрового преобразования

Тракт АЦП выполняет роль измерительного органа ЦР и включает в себя мультиплексор (U6), собственно 16-разрядный аналого-цифровой преобразователь (АЦП) и микропроцессор цифровой обработки входных сигналов (сигнальный процессор, например типа ADSP2115). Мультиплексор – это бесконтактный аналоговый коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП (как правило дорогостоящий) для нескольких каналов. АЦП осуществляет дискретизацию аналоговых входных сигналов, то есть преобразование их мгновенных значений в последовательности двоичных кодов.

Частота дискретизации задается сигнальным процессором и составляет для ЦР различных изготовителей от 12 до 24 выборок за период промышленной частоты. Из теории Котельникова В.А. следует, что для точного восстановления первоначального сигнала из его дискретного представления частота выборок должна по крайней мере вдвое превышать самую высокочастотную гармоническую составляющую входного сигнала. Следовательно, при частоте квантования 24 выборки за период тракт АЦП способен измерить высокочастотную составляющую входного сигнала вплоть до 10-той гармоники. Более высокие гармонические составляющие должны быть срезаны еще на входе АЦП с помощью аналоговых фильтров нижних частот, что и предусмотрено во входных преобразователях.

Кодовые последовательности, поступающие от АЦП, считываются сигнальным процессором, который и производит их дальнейшую обработку, то есть обеспечивает цифровую фильтрацию сигналов (выделение первой или высшей гармонических составляющих и подавление апериодической составляющей) и измерение их амплитудных и действующих значений. Кроме того, сигнальный процессор производит вычисление симметричных составляющих тока и напряжения, активной и реактивной мощности, частоты и других параметров. Результаты измерений передаются в узел центрального процессора. Следует отметить, что в реальном устройстве защиты может использоваться несколько сигнальных процессоров, каждый из которых занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия. Например, в цифровых реле дистанционной защиты линий напряжением 110 кВ и выше используется до 7 ... 10 сигнальных микропроцессоров, работающих параллельно.

2.4 Узел центрального процессора

Узел центрального процессора (ЦП) содержит: микроЭВМ (центральный микропроцессор), постоянное запоминающее устройство (ПЗУ), где хранится жесткая программа работы всех узлов ЦР (программа заносится в ПЗУ предприятием-изготовителем); энергонезависимое перепрограммируемое постоянное запоминающее устройство (ППЗУ), в котором хранятся значения уставок реле и программа логики управления объектом (в обесточенном состоянии реле информация в ППЗУ хранится более 3 лет); оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) для хранения переменных и промежуточных результатов вычислений (данных); процессор управления дисплеем; драйверы последовательных каналов; буфер и шину обмена с сигнальным процессором и портом ввода-вывода, в котором хранятся текущие положения кнопок управления и логических сигналов от входных преобразователей. Следует отметить, что в одних сериях ЦР например, SPAC или БМРЗ логическую часть реле можно изменить с помощью программных переключателей, в других сериях, например, Seram программа логики управления записана в отдельном съемном микроконтроллере, так называемом картридже. Логiku управления в таком реле невозможно изменить без замены картриджа или его перепрограммирования.

Центральный процессор получает значения электрических параметров защищаемого объекта от сигнального процессора и информацию о состоянии дискретных входов из порта ввода-вывода. На основании этой информации, а также значений уставок и положения программных ключей, хранящихся в ППЗУ, вырабатываются команды управления выходными реле и сигнальными светодиодами в соответствии с алгоритмами защиты. Помимо выполнения функции защиты и автоматики, центральный процессор передает информацию на жидкокристаллический дисплей, обслуживает клавиатуру пульта, а также обеспечивает обмен по последовательным каналам с другими цифровыми устройствами.

При подаче питания на цифровое реле оно автоматически проводит проверку значений уставок на соответствие контрольной суммы и производит самотестирование. Самотестирование включает контроль исправности блока питания и измерительного тракта реле. При наличии неисправности реле блокирует возможное включение выключателя защищаемого объекта и выдает код неисправности на индикатор. В процессе работы реле самотестирование (самодиагностика) повторяется периодически каждые (20-40) мс. При обнаружении неисправности реле либо отключает защищаемый объект, либо выдает сигнал тревоги по усмотрению пользователя.

3 ОСОБЕННОСТИ ОБРАБОТКИ ИНФОРМАЦИИ В ЦИФРОВЫХ РЕЛЕ

3.1 Частотная фильтрация сигналов

Порог срабатывания реле защиты (уставка) рассчитывается по действующему установившемуся значению тока короткого замыкания или напряжения. Реальный входной сигнал тока содержит апериодическую и высокочастотные составляющие. Поэтому на входе реле необходимо предусмотреть частотный фильтр, подавляющий указанные составляющие. В аналоговых реле для этой цели применяют либо полосовые фильтры, либо сравнивают с уставкой значения токов как в положительном, так и в отрицательном полупериодах.

Цифровые реле кроме функций защиты электроустановки обеспечивают еще непрерывные измерения амплитудных и действующих значений входных сигналов. Поскольку в измерительный орган ЦР поступают входные сигналы от АЦП в дискретной (цифровой) форме, то и частотная фильтрация выполняется цифровым способом. Для этой цели применяют цифровой фильтр. Цифровые фильтры по своей сути представляют собой реализацию известного в теоретических основах электротехники метода интеграла наложения при воздействии входного сигнала сложной формы. При дискретном входном сигнале численное интегрирование представляет собой подсчет суммы приращений произведения шага дискретизации на мгновенное значение сигнала с определенным весовым коэффициентом.

Принцип цифровой фильтрации рассмотрим на примере цифрового фильтра нижних частот 2-го порядка, структурная схема которого изображена на рис. 3.1.

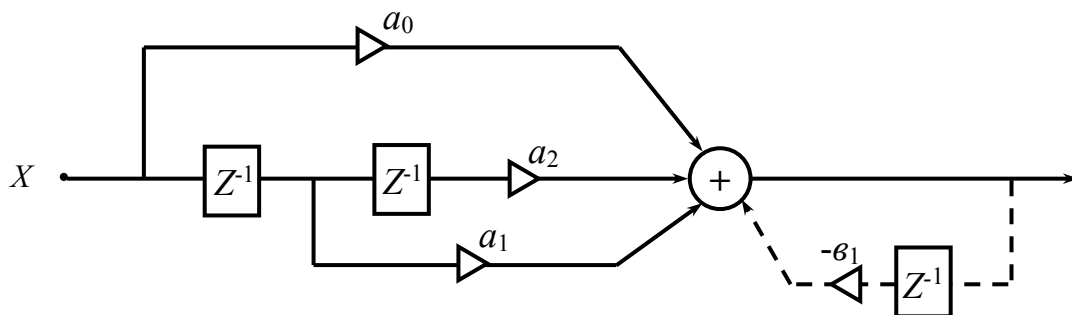


Рис. 3.1 Структурная схема цифрового фильтра

На схеме обозначены:

Z^{-1} – элемент задержки на один шаг дискретизации (информация хранится в ОЗУ сигнального процессора);

a – масштабный усилитель с постоянным весовым коэффициентом усиления;

– сумматор двоичных чисел.

Передаточная функция цифрового фильтра описывается выражением:

$$Y = a_0x_i + a_1x_{(i-1)} + a_2x_{(i-2)},$$

где x_i – текущее мгновенное значение входного сигнала;

$x_{(i-1)}$ – предыдущее мгновенное значение сигнала.

Например, если значения весовых коэффициентов принять: $a_0=\frac{1}{4}$; $a_1=\frac{1}{2}$; $a_2=\frac{1}{4}$, то при воздействии входного напряжения прямоугольной формы, мгновенные значения выходного напряжения в относительных единицах составят:

$$Y_1 = \frac{1}{4} \cdot 1 + \frac{1}{2} \cdot 0 + \frac{1}{4} \cdot 0 = \frac{1}{4};$$

$$Y_2 = \frac{1}{4} \cdot 1 + \frac{1}{2} \cdot 1 + \frac{1}{4} \cdot 0 = \frac{3}{4};$$

$$Y_3 = \frac{1}{4} \cdot 1 + \frac{1}{2} \cdot 1 + \frac{1}{4} \cdot 1 = 1.$$

На рисунке 3.2 иллюстрируется работа цифрового фильтра.

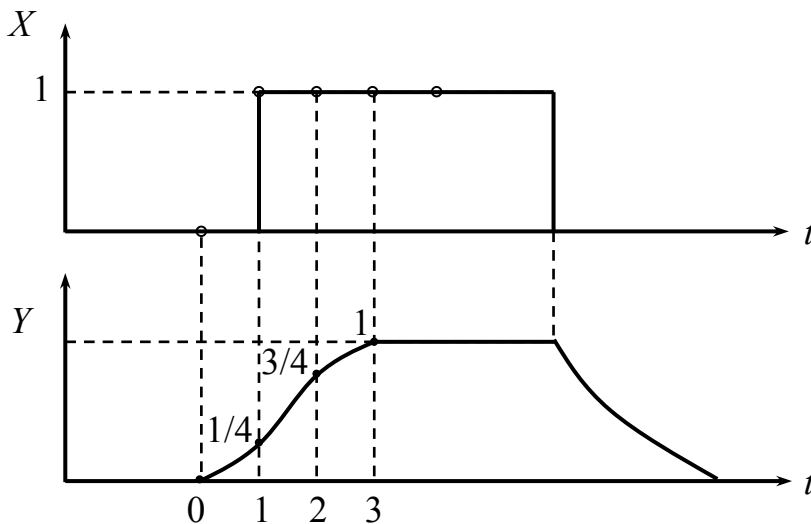


Рис. 3.2 Реакция цифрового фильтра нижних частот при воздействии прямоугольного сигнала

Более высокой избирательностью обладают рекурсивные цифровые фильтры, которые охвачены отрицательной обратной связью (см. пунктирную линию в схеме рис. 3.1).

Если совместно применить фильтр верхних и фильтр нижних частот, то получится полосовой частотных фильтр, амплитудно-частотная характеристика (АЧХ), которого приведена на рис. 3.3.

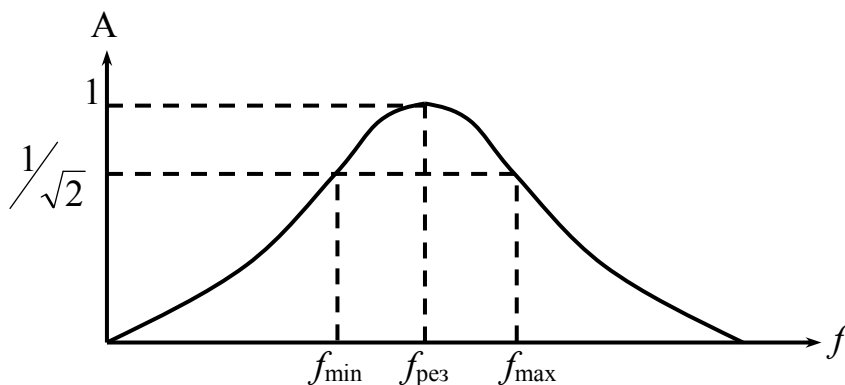


Рис. 3.3 АЧХ полосового фильтра

Добротность полосового фильтра определяется выражением:

$$Q = f_{\text{рез}} / (f_{\text{max}} - f_{\text{min}}),$$

где $f_{\text{рез}}$, f_{max} , f_{min} – соответственно резонансная, максимальная и минимальная частоты в полосе пропускания.

Время затухания собственных переходных процессов в полосовом фильтре второго порядка определяется по формуле:

$$t_{\text{пер}} = 6Q / (2\pi f_{\text{рез}}),$$

то есть чем выше добротность, тем дольше длится переходной процесс в фильтре. Например, длительность переходного процесса в полосовом фильтре, имеющим добротность $Q = 5$ и настроенном на выделение гармоник промышленной частоты ($f_{\text{рез}} = 50$ Гц), переходной процесс будет длиться около пяти периодов

$$t_{\text{пер}} = 6Q / (2\pi f_{\text{рез}}) = 6 \cdot 5 / 314 = 0,1 \text{ с.}$$

Поэтому с целью повышения быстродействия цифровых реле, приходится идти на компромисс и применять фильтры меньшей добротности.

Наряду с АЧХ важнейшим показателем, определяющим стабильность работы фильтра является фазочастотная характеристика, которая показывает зависимость фазового сдвига между векторами входного и выходного напряжения от частоты $\varphi(f)$.

По сравнению с аналоговыми цифровые фильтры обладают значительно лучшей стабильностью характеристик АЧХ и ФЧХ в полосе пропускания частот.

3.2 Алгоритмы работы измерительных органов

3.2.1. Измерение величины тока или напряжения

Цифровое реле непрерывно измеряет фазные токи и напряжения, затем сравнивает их с уставками и при необходимости эти величины передаются на дисплей. В соответствии с теорией гармонического анализа для измерения гармонического сигнала, представленного в дискретной форме, сначала необходимо разложить его на ортогональные (синусную и косинусную) составляющие, а затем вычислить амплитуду и действующее значение.

На рис. 3.4 представлена структурная схема алгоритма измерения амплитуды гармонического входного сигнала, на котором фазосдвигающие элементы обозначены ФС1 и ФС2.

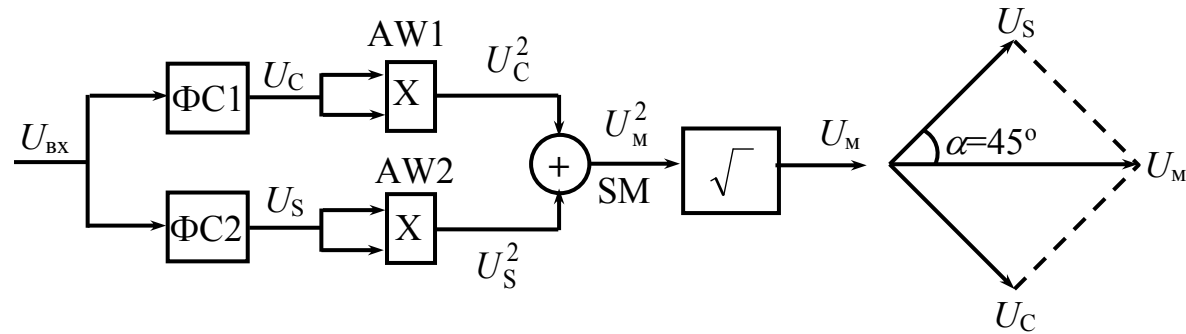


Рис. 3.4 Алгоритм измерения амплитуды входного сигнала

В качестве ФС можно применить два цифровых фильтра с фазоразностными частотными характеристиками, например, имеющие передаточные функции 2-го и 3-го порядков. В этом случае входной сигнал U_{BX} может быть не отфильтрованным. Однако, при использовании на входе реле полосно-пропускающего цифрового фильтра, формирователи ортогональных составляющих выполняются программным способом [1]. Мгновенное значение синусной составляющей определяется как среднее из двух мгновенных значений входного сигнала, разделенных шагом дискретизации T :

$$U_C = [U_{BX(i-1)} + U_{BXi}] / 2.$$

Мгновенное значение косинусной составляющей определяется как приближенное значение первой производной входного сигнала. Для этого вычисляется разность двух дискретных значений, которая затем делится на ωT :

$$U_S = [U_{BX(i-1)} - U_{BXi}] / \omega T.$$

После численного интегрирования на отрезке времени t получим

$$U_S = U_M \sin(\omega t + \alpha);$$

$$U_C = U_M \cos(\omega t + \alpha).$$

Ортогональные составляющие с помощью перемножителей AW_1 и AW_2 возводятся в квадрат:

$$U_S^2 = U_M^2 \sin^2(\omega t + \alpha) = \frac{U_M^2}{2} [1 - \cos(2\omega t + \alpha)];$$

$$U_C^2 = U_M^2 \cos^2(\omega t + \alpha) = \frac{U_M^2}{2} [1 + \cos(2\omega t + \alpha)].$$

Выходные напряжения перемножителей содержат гармонические составляющие удвоенной частоты, находящиеся в противофазе. После их суммирования сумматора SM они взаимно уничтожаются, т.е.:

$$U_s^2 + U_c^2 = U_m^2.$$

Таким образом, на выходе сумматора появляется постоянное напряжение величиной пропорциональной квадрату амплитуды измеренного сигнала. Для определения амплитуды из полученной величины извлекают квадратный корень, а для определения действующего значения еще и делят на $\sqrt{2}$.

По другому способу [2] для определения амплитуды синусоидального сигнала вектор входного сигнала сначала сдвигают по фазе в сторону отставания на произвольный угол φ без изменения его модуля (сигнал $U'_{\text{вх}}$ на рис. 3.5), затем геометрически складывают и вычитают векторы $U_{\text{вх}}$ и $U'_{\text{вх}}$. Полученная полусумма соответствует вектору U_1 , а полуразность – вектору U_2 . Амплитуда сигнала $U_{\text{вх}}$ определяется как среднее геометрическое значений U_1 и U_2 .

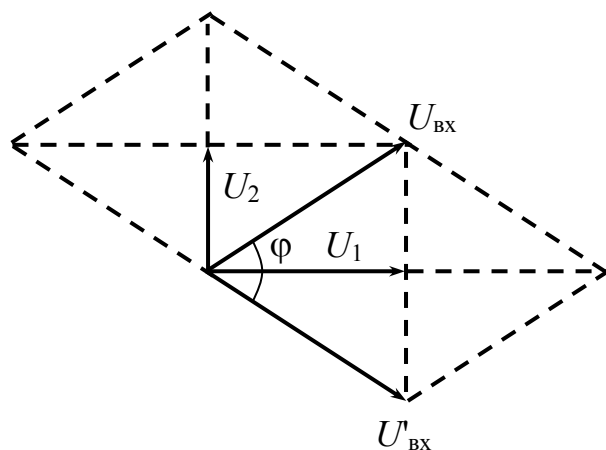


Рис. 3.5. Способ определения ортогональных составляющих

Измерение амплитуды цифровым способом происходит практически непрерывно пока длится входной гармонический сигнал, в отличие от времени импульсного способа, когда измерения происходят в момент амплитуды, т.е. один раз за полпериода. В этой связи точность измерения и быстродействие при цифровом способе существенно выше.

Вместе с тем, в условиях глубокого насыщения измерительных трансформаторов тока (при близких КЗ) вторичный ток, поступающий в реле, имеет импульсный характер и при последующей его частотной фильтрации погрешность преобразования может превысить 200%. Поэтому в цифровых реле при появлении импульсного тока большой амплитуды измерение производят времяимпульсным способом. Это относится к быстродействующим ступеням защиты, т.е. токовым отсечкам.

3.2.2. Измерение угла фазового сдвига

Алгоритм измерения цифровым реле величины фазового сдвига между двумя векторами гармонических сигналов заключается в следующем.

Две входные величины U_1 и U_2 разлагаются на свои ортогональные составляющие U_{s1} , U_{c1} и U_{s2} , U_{c2} . Затем определяются фазовые углы векторных величин U_1 , U_2 по следующим выражениям:

$$\varphi_1 = \arctg \frac{U_{S1}}{U_{C1}}; \quad \varphi_2 = \arctg \frac{U_{S2}}{U_{C2}}.$$

Искомый угол φ определяется как

$$\varphi = \varphi_1 - \varphi_2.$$

Очевидно, что цифровым способом указанный алгоритм реализовать гораздо проще, чем аналоговым.

3.2.3. Цифровые измерительные органы сопротивления

Реле сопротивления применяются в дистанционных защитах от междуфазных к.з. на линиях напряжением 110 кВ и выше. В современном исполнении для защиты линий выпускаются цифровые реле типа REL-511 и др. Программная реализация цифрового измерительного органа (ЦИО) сопротивления выполняется на основе непосредственного расчета сопротивления петли короткого замыкания путем деления воздействующих на реле величин напряжения и тока, т.е. $Z_p = U_p / I_p$. При этом характеристика срабатывания ЦИО в комплексной плоскости сопротивлений должна задаваться аналитическим уравнением или системой уравнений.

Рассмотрим алгоритм работы ЦИО сопротивления, имеющего четырехугольную характеристику срабатывания, приведенную на рис. 3.6. Такая характеристика хорошо отстроена от минимального сопротивления нагрузочного режима линии.

Алгоритм состоит из двух частей: расчета сопротивления Z и формирование условий срабатывания ЦИО.

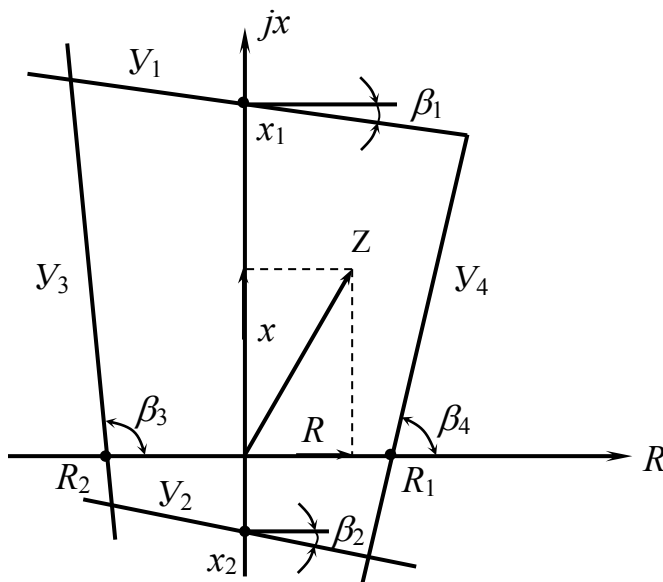


Рис. 3.6 Четырехугольная характеристика срабатывания реле сопротивления в комплексной плоскости сопротивлений

Мгновенные значения, подаваемых на реле величин напряжения U_p и тока i_p представляются в виде ортогональных составляющих U_s, U_c и i_s, i_c . Тогда активная и реактивная части сопротивления реле Z_p определяются следующими соотношениями:

$$\underline{Z} = R + jX = (U_c + jU_s)/(i_c + ji_s) = \frac{\overbrace{U_c i_c + U_s i_s}^R}{i_c^2 + i_s^2} + j \frac{\overbrace{U_s i_c + U_c i_s}^X}{i_c^2 + i_s^2}.$$

Прямые линии, образующие четырехугольную характеристику срабатывания описываются следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} Y_1 &= X_1 + R \operatorname{tg} \beta_1; & Y_2 &= X_2 + R \operatorname{tg} \beta_2; \\ Y_3 &= (R - R_1) \operatorname{tg} \beta_3; & Y_4 &= (R - R_2) \operatorname{tg} \beta_4, \end{aligned}$$

где X_1, X_2, R_1, R_2 , а также углы β - являются заданными параметрами характеристики, т.е. уставками реле.

Для срабатывания ЦИО сопротивления необходимо, чтобы одновременно выполнялись все 4 условия:

$$X \leq Y_1; \quad X \geq Y_2; \quad R \leq Y_4; \quad R \geq Y_3.$$

Таким образом, если конец вектора сопротивления петли короткого замыкания \underline{Z} будет расположен внутри четырехугольника, то реле срабатывает. Следует отметить, что на реле сопротивления подаются разность фазных токов и междуфазное напряжение, например

$$\underline{I}_P = \underline{I}_A - \underline{I}_B; \quad \underline{U}_P = \underline{U}_{AB}.$$

Некоторые типы реле сопротивления имеют характеристику срабатывания в виде окружности, проходящей через начало координат. В этом случае для срабатывания реле должно выполниться условие:

$$(R - R_0)^2 + (X - X_0)^2 \leq Z_{c.p}^2,$$

где R_0, X_0 – заданные координаты центра окружности, т.е. уставки реле;
 $Z_{c.p}$ – диаметр окружности (сопротивление срабатывания реле).

3.2.4. Фильтры симметричных составляющих

Фильтры симметричных составляющих применяются в цифровых реле для выделения из трехфазных токов или напряжений сигналов, пропорциональных прямой, обратной и нулевой последовательности фаз. В основе их выполнения лежат известные соотношения:

$$\begin{aligned} 3U_1 &= U_A + \varepsilon U_B + \varepsilon^2 U_C; \\ 3U_2 &= U_A + \varepsilon^2 U_B + \varepsilon U_C; \\ 3U_0 &= U_A + U_B + U_C, \end{aligned}$$

где U_A, U_B, U_C – полные фазные величины;

ε – оператор, поворачивающий данный вектор на угол $\psi = 2\pi/3$.

Поскольку в ЦР фазные величины представлены ортогональными составляющими, то и вычисления симметричных составляющих рационально производить, используя указанные составляющие [2].

Значения ортогональных (синусной и косинусной) составляющих обратной последовательности определяются по выражениям:

$$U_{s2} = \frac{1}{3} \left(U_{as} - \frac{1}{2} U_{bs} - \frac{\sqrt{3}}{2} U_{bc} - \frac{1}{2} U_{cs} + \frac{1}{3} U_{cc} \right);$$

$$U_{c2} = \frac{1}{3} \left(U_{ac} - \frac{1}{2} U_{bc} + \frac{\sqrt{3}}{2} U_{bs} - \frac{1}{2} U_{cc} - \frac{\sqrt{3}}{2} U_{cs} \right).$$

Значение ортогональных составляющих прямой последовательности:

$$U_{s1} = \frac{1}{3} \left(U_{as} - \frac{1}{2} U_{bs} + \frac{\sqrt{3}}{2} U_{bc} - \frac{1}{2} U_{cs} - \frac{\sqrt{3}}{2} U_{cc} \right);$$

$$U_{c1} = \frac{1}{3} \left(U_{ac} - \frac{1}{2} U_{bc} - \frac{\sqrt{3}}{2} U_{bs} - \frac{1}{2} U_{cc} + \frac{\sqrt{3}}{2} U_{cs} \right).$$

Значения составляющих нулевой последовательности:

$$U_{s0} = \frac{1}{3} (U_{as} + U_{bs} + U_{cs});$$

$$U_{c0} = \frac{1}{3} (U_{ac} + U_{bc} + U_{cc}),$$

где $U_{as}, U_{bs}, U_{cs}, U_{ac}, U_{bc}, U_{cc}$ – мгновенные значения синусных и косинусных составляющих фазных величин.

Амплитуды соответствующих последовательностей определяются по их же значениям ортогональных составляющих, например:

$$U_1 = \sqrt{U_{s1}^2 + U_{c1}^2}.$$

Следует отметить, что в цифровых реле, предназначенных для защиты линий в сетях 6 (10) кВ составляющая тока нулевой последовательности не вычисляется, а измеряется трансформатором тока нулевой последовательности типа ТЗЛ, поскольку трансформаторы ТЗЛ имеют на порядок меньшую погрешность, чем фазные трансформаторы тока.

4. ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК И РАСЧЕТ УСТАВОК СТУПЕНЧАТЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Релейная защита линий (6, 10, 35) кВ выполняется ступенчатыми токовыми защитами. Первая ступень – токовая отсечка без выдержки времени, вторая ступень – токовая отсечка с небольшим замедлением и

третья самая чувствительная ступень – максимальная токовая защита (МТЗ) с выдержкой времени. На коротких линиях выполнить трехступенчатую защиту часто бывает невозможно по условию недостаточной чувствительности первой или второй ступени. Тогда применяют либо две ступени – отсечку без выдержки времени и МТЗ, либо одну ступень – только МТЗ. Таким образом МТЗ является обязательной защитой на всех линиях напряжением до 35 кВ. На линиях более высоких напряжений применяют дистанционные защиты (см. 3.2.3).

Задачей МТЗ является не только защитить свою линию, на которой установлена МТЗ, но и обеспечить дальнейшее резервирование в случае отказа защиты или выключателя при повреждениях на нижестоящих (предыдущих) линиях.

4.1. Расчет тока срабатывания МТЗ

Ток срабатывания МТЗ выбирается в амперах (первичных) по трем условиям:

1) несрабатывание защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок, т.е. после отключения КЗ на предыдущем элементе (рис. 4.1);

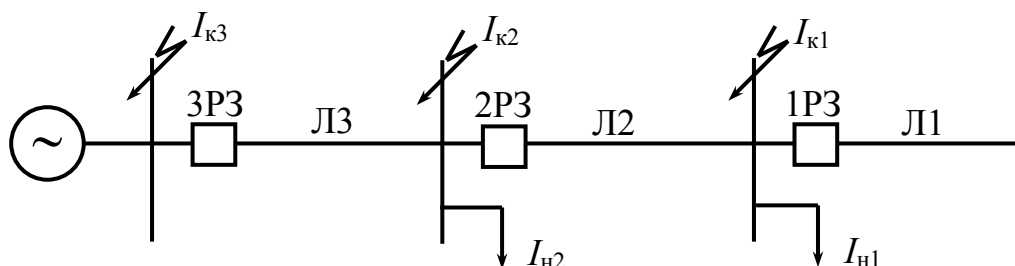


Рис. 4.1 Расчетная схема для выбора уставок токовых защит

2) согласование чувствительности защит последующего и предыдущего элементов;

3) обеспечение достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента (основная зона) и в конце каждого из предыдущих элементов (зона дальнего резервирования).

По первому из этих условий ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.мак}, \quad (4.1)$$

где K_H – коэффициент надежности несрабатывания защиты, учитывающий погрешность и необходимый запас;

K_B – коэффициент возврата максимальных реле тока;

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб.мак}$ за счет одновременного пуска

электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания.

Для бытовой нагрузки $K_{сзп}=1,2\div 1,3$. Промышленную нагрузку с большой долей (более 50 %) электродвигателей 0,4 кВ принято считать обобщенной нагрузкой, у которой сопротивление, отнесенное к максимальной рабочей нагрузке составляет $X_{об}=0,35$. Например, определить коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки, питающейся от трансформатора с напряжением короткого замыкания $U_k=10,5\%$:

$$K_{сзп}=1/(0,105+0,35)=2,2.$$

При наличии высоковольтных двигателей 6(10) кВ значение $K_{сзп}$ определяется специальным расчетом, имея в виду, что к моменту самозапуска сопротивление двигателя считается равным сверхпереходному сопротивлению заторможенного двигателя (см. п. 5.2).

Значения коэффициентов K_n и K_b для цифровых реле соответственно равны $1,1\div 1,2$ и $0,96$. Для сравнения напомним, что при использовании электромеханических реле типа РТ-40 или РТ-80 $K_n=1,2$, а $K_b=0,8$, типа РТВ (прямого действия) – соответственно $1,3$ и $0,65$.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{раб. max}$ определяется с учетом его допустимой перегрузки. Например, для трансформаторов с первичным напряжением 6 (10) кВ мощностью до 630 кВ·А допускается перегрузка до $1,6 - 1,8$ номинального тока, для трансформаторов 110 кВ до $1,4 - 1,6$.

По условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущего элементов ток срабатывания последующей защиты выбирается по выражению:

$$I_{с.з.посл} \geq K_{н.с} (I_{с.з.пред} + \sum I'_{раб. max}), \quad (4.2)$$

где $K_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, значение которого принимается в зависимости от типа токовых реле от $1,1$ для цифрового реле, $1,2$ для реле РТ-40, РТ-80 и $1,3\div 1,4$ для реле типа РТВ;

$I_{с.з.пред}$ – наибольшее значение тока срабатывания максимальных токовых защит предыдущих элементов, с которыми производятся согласования;

$\sum I'_{раб. max}$ – арифметическая сумма значений рабочих токов нагрузки всех предыдущих элементов, за исключением того элемента, с защитой которого производится согласование.

Например, при согласовании защиты 3РЗ с защитой 2РЗ (см. рис. 4.1), которая имеет ток срабатывания $I_{с.з.2}=300$ А, а ток нагрузки других линий $I_{н2}=100$ А должно выполняться условие:

$$I_{с.з.3} \geq 1,1(300 + 100) \geq 440 \text{ А.}$$

За расчетный ток срабатывания защиты принимается значение наибольшего тока, из условий 1 и 2.

Для выполнения третьего условия необходимо знать значение токов КЗ в конце защищаемого элемента, например, $I_{к2}$ и в конце зоны резервирования $I_{к1}$. Методика расчета токов КЗ приведена в п. 10. Определение коэффициентов чувствительности защиты, например, ЗРЗ (см. рис. 4.1) производят по выражениям:

$$K_{ч.о} = I_{к2.min} / I_{с.з3}; \quad K_{ч.р} = I_{к1.min} / I_{с.з3}, \quad (4.3)$$

где $K_{ч.о}, K_{ч.р}$ - коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах;

$I_{к1.min}, I_{к2.min}$ - минимальные (обычно двухфазные) токи коротких замыканий.

Согласно ПУЭ [3] должны выполняться условия:

$$K_{ч.о} \geq 1,5; \quad K_{ч.р} \geq 1,2.$$

После выполнения трех вышеназванных условий определяется ток срабатывания реле (вторичный) $I_{с.р}$, который устанавливается на реле. Значение этого тока в общем случае рассчитывается по выражению:

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot K_{с.х} / n_T, \quad (4.4)$$

где $I_{с.з}$ - ток срабатывания защиты (первичный);

n_T - коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$K_{с.х}$ - коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле;

при применении схемы полной или неполной звезды $K_{с.х} = 1$,

при полном или неполном треугольнике $K_{с.х} = \sqrt{3}$.

Следует отметить, что в некоторых типах цифровых реле, например Seram 2000, уставка выставляется в первичных токах, а коэффициент трансформации трансформаторов тока заранее заносится в память реле. Коэффициент схемы $K_{с.х}$ при использовании цифровых реле, как правило, равен единице, поскольку трансформаторы тока на входе реле всегда включаются в звезду, но если потребуется обеспечить угловой сдвиг фазного тока на 30° , например, в дифференциальной защите трансформатора, то это выполняется программным способом.

Таким образом, уставка по току МТЗ предыдущего элемента должна всегда быть больше уставке МТЗ последующего элемента, что некоторым образом обеспечивает так называемую токовую селективность, имея в виду разную кратность токов в рассматриваемых реле. Однако, этого недостаточно для выполнения полной селективности защит.

4.2 Выбор времени срабатывания и типа время-токовых характеристик МТЗ

Выдержка времени максимальных токовых защит вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения временной селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитами предыдущих элементов. Для этого время срабатывания защиты последующей линии выбирается большей времени срабатывания защиты предыдущей линии (защита 2РЗ последующая по отношению к защите 1РЗ, так же как и 3РЗ по отношению к 2РЗ, см. рис. 4.1):

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \quad (4.5)$$

где Δt – ступень селективности.

Величина Δt состоит из следующих составляющих: времени отключения выключателя (0,05...0,1 с), времени возврата защиты (0,05 с), погрешности по времени последующей и предыдущей защит (3...5%) и необходимого запаса (0,05...0,1 с).

Недостатком максимальных токовых защит является накопление выдержек времени, особенно существенное для головных элементов в многоступенчатых электрических сетях. Для преодоления этого недостатка используются цифровые устройства защиты, позволяющие принимать ступени селективности $\Delta t = 0,15 \div 0,2$ с при условии, что на смежных линиях используются такие же цифровые защиты и однотипные вакуумные или элегазовые выключатели. Для сравнения отметим, что для защит с электромагнитными токовыми реле типов РТ-40 и РТ-80 ступень селективности принимается $\Delta t = 0,5$ с, а для реле типа РТВ $\Delta t = 0,7$ с. Если согласование идет между цифровыми и электромеханическими защитами, то $\Delta t = 0,3$ с.

Другим способом ускорения отключения КЗ является применение токовых защит с обратозависимыми от тока (инверсными) характеристиками срабатывания.

При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются. Например, при КЗ в точке К2 (рис. 4.2) защита 3 отключит повреждения за минимальное время, а защиты 2 и 1 не будут работать, поскольку через них ток КЗ не проходит. При КЗ в точке К1 защиты 2 и 3 не успеют сработать, так как они имеют большую выдержку времени, чем защита 1. В данном случае у рассматриваемых защит разные кратности тока КЗ по отношению к току срабатывания.

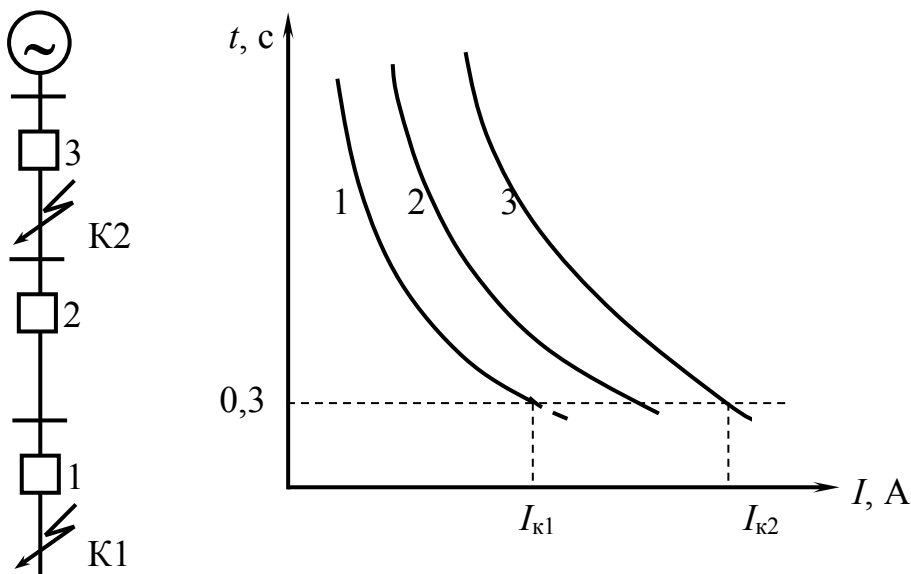


Рис. 4.2 Отключения КЗ без накопления выдержек времени

Таким образом, при выборе времени срабатывания смежных защит, если они имеют однотипные времятоковые характеристики, то никаких графических построений не требуется. Например, при согласовании МТЗ с независимыми от тока характеристиками срабатывания установки по времени рассчитываются по выражению (4.5) в табличной форме. При согласовании однотипных зависимых защит их характеристики срабатывания могут выбираться с одинаковыми временными параметрами, но при обязательном соблюдении условия (4.2). В случае согласования времени срабатывания защит с разнотипными характеристиками (зависимая и независимая, две разные зависимые и т.д.), необходимо построить так зависимую карту селективности в координатах $t(I)$ (см. рис. 4.2).

Все цифровые реле защиты линий оснащены трех- или четырехступенчатыми защитами максимального тока, причем каждая ступень или две из них имеет набор разных типов время-токовых характеристик в соответствии со стандартом МЭК225-4. Две первые ступени обычно применяются в качестве токовых отсечек с независимыми выдержками срабатывания, а третья ступень – максимальная токовая защита, которая может использоваться как с независимой, так и с зависимой от тока выдержкой времени. Тип зависимой характеристики выбирается пользователем программным способом. При этом в соответствии со стандартом МЭК обратозависимые от тока (ОЗТ) характеристики срабатывания описываются выражением:

$$t = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1}, \quad (4.6)$$

где K – временной коэффициент;

$I_* = I_{K3} / I_{с.з.}$ – кратность тока КЗ (I_{K3}) по отношению к току срабатывания защиты;

t – время срабатывания защиты, с.

Постоянные коэффициенты α и β , определяющие крутизну стандартных ОЗТ характеристик, имеют следующие значения:

"нормальная" (инверсная) $\alpha = 0,02$, $\beta = 0,14$;

"очень зависимая" $\alpha = 1$, $\beta = 13,5$;

"чрезвычайно (экстремально) зависимая" $\alpha = 2$, $\beta = 80$;

"ультра зависимая" $\alpha = 2,5$, $\beta = 315$.

Цифровые реле серии SPAC и БМРЗ имеют еще две характеристики: специальную для согласования с индукционным дисковым реле тока типа R1 (РТ-80) и зависимую с очень продолжительным временем: $\alpha = 1$, $\beta = 120$.

Временной коэффициент K в реле SPAC и БМРЗ является уставкой по времени для данной ОЗТ характеристики.

Для цифрового реле типа Seram 2000 в качестве уставки принято значение времени срабатывания T при 10-ти кратном токе $I_* = 10$.

Связь между значениями T и K однозначно определяется из (4.6) следующими выражениями:

для нормальной ОЗТ (функция SIT) $T = 2,97 \cdot K$;

для очень зависимой (VIT) $T = 1,5 \cdot K$;

для чрезвычайной (EIT) $T = 0,808 \cdot K$;

для ультра зависимой (UIT) $T = K$.

Для того чтобы на карте селективности построить ОЗТ характеристику заданного типа, необходимо знать координаты одной расчетной точки (I_* , $t_{с.з}$), через которую эта характеристика должна проходить. Из (4.6) следует:

$$K = t_{с.з} (I_*^\alpha - 1) / \beta. \quad (4.7)$$

При известных значениях I_* и $t_{с.з}$ определяется коэффициент K и по выражению (4.6) для произвольных значений I_* определяются времена срабатывания t . Затем по полученным координатам на карте селективности строят обратнoзависимую характеристику.

Построение карты селективности рассмотрим на числовых примерах.

Задача 1. Выбрать обратнoзависимую характеристику цифрового реле SPAC или Seram защиты линии (рис. 4.3), если предыдущий элемент (трансформатор 10/0,4 кВ мощностью 160 кВ·А) защищен плавким предохранителем типа ПКТ-10 с номинальным током плавкой вставки $I_{пр} = 20$ А. При этом известно, что двухфазный ток КЗ на выводах трансформатора $I_k^{(2)} = 150$ А, а ток срабатывания МТЗ, выбранный по условиям (4.1, 4.2, 4.3) равен $I_{с.з2} = 75$ А (первичных).

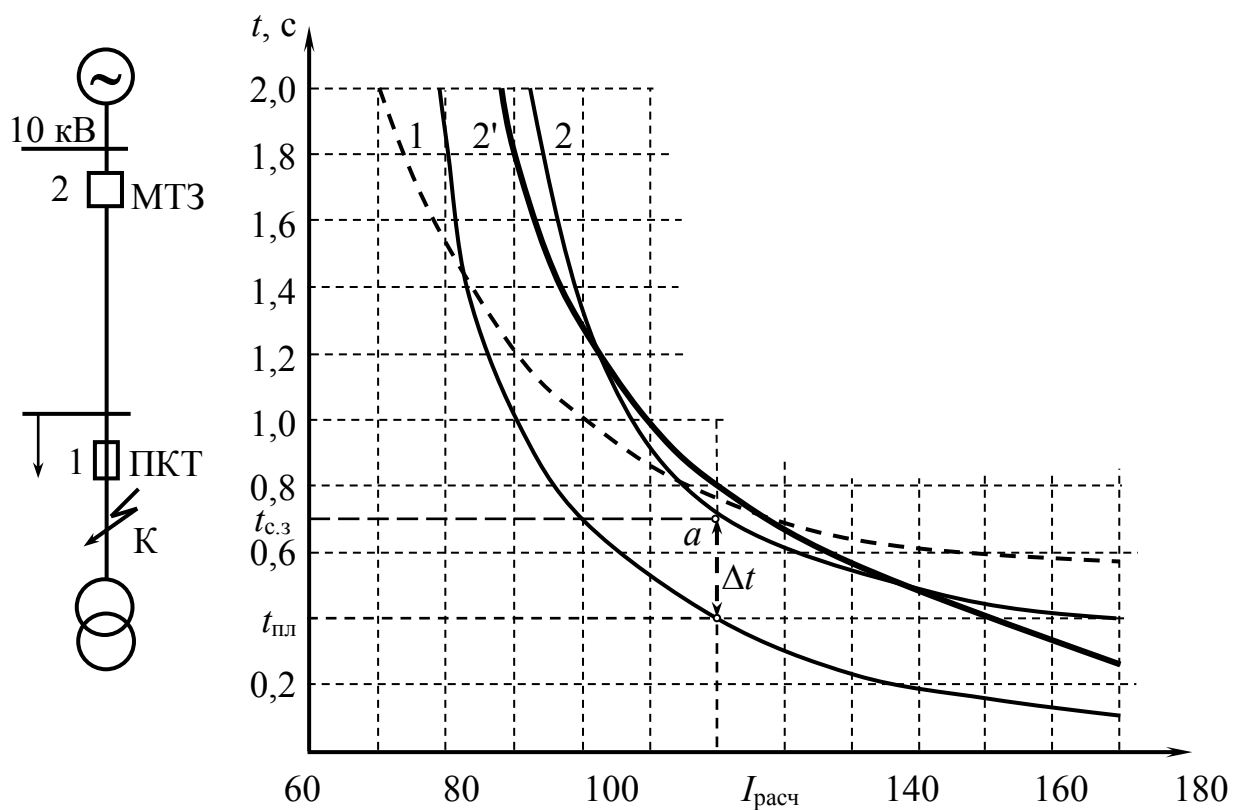


Рис. 4.3 Пример согласования зависимых характеристик цифрового реле и плавкого предохранителя

На карте селективности по каталожным данным строится время-токовая характеристика предохранителя ПКТ-10 с $I_{пр} = 20$ А, показанная на рис. 4.3 (кривая 1), затем определяются координаты расчетной точки "а". Для этого сначала определяется максимальный расчетный ток КЗ, который одновременно протекает через ПКТ и МТЗ. Для данного примера $I_{рас} = 0,8 \cdot I_{к}^{(2)} = 0,8 \cdot 150 = 120$ А. Уменьшение тока производится для учета допустимого разброса время-токовых характеристик предохранителей на $\pm 20\%$, а двухфазный ток КЗ принимается в виду малой вероятности одновременного замыкания всех трех фаз на линейных выводах трансформатора. При этом расчетном токе по кривой 1 (см. рис. 4.3) определяется время плавления плавкой вставки предохранителя $t_{пл} = 0,4$ с.

По выражению (4.5) определяется координата времени расчетной точки "а":

$$t_{с.з2} = t_{пл} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с.}$$

Кратность тока МТЗ при расчетном токе КЗ

$$I_* = I_{рас} / I_{с.з2} = 120 / 75 = 1,6.$$

Выбирается "нормальная" обратозависимая характеристика цифрового реле и определяется временной коэффициент K по выражению (4.7):

$$K = t_{c.3} (I_*^\alpha - 1) / \beta = 0,7(1,6^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,047.$$

Для реле SPAC принимается ближайшая уставка коэффициента $K = 0,05$, а для реле Seram 2000 уставка по времени составит:

$$T = 2,97 \cdot K = 2,97 \cdot 0,047 = 0,13959 \text{ с.}$$

При разрешающей способности 10 мс (дискретность 0,01) принимаем $T = 0,14 \text{ с}$, тогда при обратном пересчете $K = 0,047$.

Для построения время-токовой характеристики реле SPAC защиты 2 рассчитываются несколько значений $t_{c.3}$ при разных кратностях тока КЗ по выражению (4.6):

при $I_* = 1,3$	(100 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 0,14 / (1,3^{0,02} - 1) = 1,33 \text{ с};$
$I_* = 1,5$	(112 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 0,14 / (1,5^{0,02} - 1) = 0,86 \text{ с};$
$I_* = 2,0$	(150 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 0,14 / (2,0^{0,02} - 1) = 0,5 \text{ с};$
$I_* = 2,5$	(187 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 0,14 / (2,5^{0,02} - 1) = 0,4 \text{ с.}$

Построенные характеристики 1 и 2 показывают, что селективность обеспечивается при всех значениях токов КЗ (см. рис. 4.3).

Задача 2. При тех же данных, что и в предыдущей задаче, но при меньшем токе срабатывания защиты 2, например $I_{c.32} = 50 \text{ А}$, кратность тока КЗ $I_* = 120/50 = 2,4$, а коэффициент K по выражению (4.7) для "нормальной" ОЗТ характеристики:

$$K = 0,7(2,4^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,09.$$

По выражению (4.6) определяется $t_{c.32}$ при разных кратностях тока КЗ:

$I_* = 1,3$	(65 А)	$t_{c.32} = 2,6 \text{ с};$
$I_* = 1,5$	(75 А)	$t_{c.32} = 1,7 \text{ с};$
$I_* = 2,0$	(100 А)	$t_{c.32} = 1,0 \text{ с};$
$I_* = 2,5$	(125 А)	$t_{c.32} = 0,7 \text{ с};$
$I_* = 3,0$	(150 А)	$t_{c.32} = 0,6 \text{ с.}$

Построенная на рис. 4.3 "нормальная" ОЗТ характеристика с током срабатывания 50 А (штрихпунктирная кривая) пересекается с характеристикой предохранителя, что указывает на отсутствие селективности при малых значениях токов, например, при КЗ внутри трансформатора. В этом случае рекомендуется применить более крутую ОЗТ характеристику, например "экстремальную", для которой $\alpha = 2$, $\beta = 80$. Коэффициент K по (4.7):

$$K = 0,7(2,4^2 - 1) / 80 = 0,042.$$

Принимаем уставку $K = 0,05$ (минимально возможная для реле SPAC).

По выражению (4.6) определяется несколько значений $t_{c.3}$:

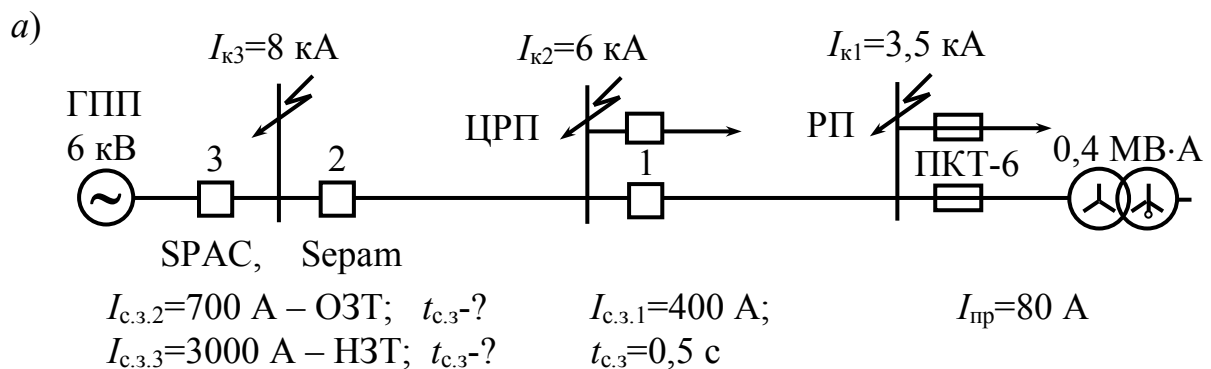
$I_* = 1,3$	(65 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (1,3^2 - 1) = 5,8 \text{ с};$
-------------	--------	----------------------------------------------------------

$I^*=1,5$	(75 A)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (1,5^2 - 1) = 3,2 \text{ с};$
$I^*=1,8$	(90 A)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (1,8^2 - 1) = 1,8 \text{ с};$
$I^*=2,0$	(100 A)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (2,0^2 - 1) = 1,3 \text{ с};$
$I^*=2,5$	(125 A)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (2,5^2 - 1) = 0,76 \text{ с};$
$I^*=3,0$	(150 A)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (3,0^2 - 1) = 0,5 \text{ с}.$

Экстремальная характеристика с $I_{c.32} = 50 \text{ A}$, построенная на рис. 4.3 (кривая 2') обеспечивает значительно лучшую селективность с предохранителем, чем другие характеристики. За счет того, что мы приняли $K = 0,05$ вместо 0,042 кривая 2' проходит несколько выше расчетной точки "а".

Порядок построения карты селективности, рассмотренный в задачах 1 и 2, справедлив и в случае согласования максимальной токовой защиты ЦР с МТЗ на электромеханических реле типа РТ-80 или РТВ. В указанном случае в качестве расчетного тока $I_{расч}$ принимают наибольший (трехфазный) ток КЗ в начале предыдущей линии.

Задача 3. Выбрать время срабатывания цифровых максимальных токовых защит на присоединении (защита 2) и вводе 6 кВ (защита 3) ГПП, если известны уставки токовых защит в многоступенчатой электрической сети 6 кВ, питающей ЦРП и РП (рис. 4.4, а). Трансформатор 400 кВ·А на РП защищен предохранителем ПКТ-6 с номинальным током плавкой вставки $I_{пр} = 80 \text{ A}$, на ЦРП установлена МТЗ, выполненная на индукционном реле РТ-80 с током срабатывания $I_{c.31} = 400 \text{ A}$ и временем срабатывания в независимой части ОЗТ характеристики равным $t_{c.31} = 0,5 \text{ с}$. На ГПП присоединение 2 имеет уставку МТЗ по току $I_{c.32} = 700 \text{ A}$ с ОЗТ характеристикой, а МТЗ ввода имеет уставку по току $I_{c.33} = 3000 \text{ A}$ с независимой характеристикой срабатывания.



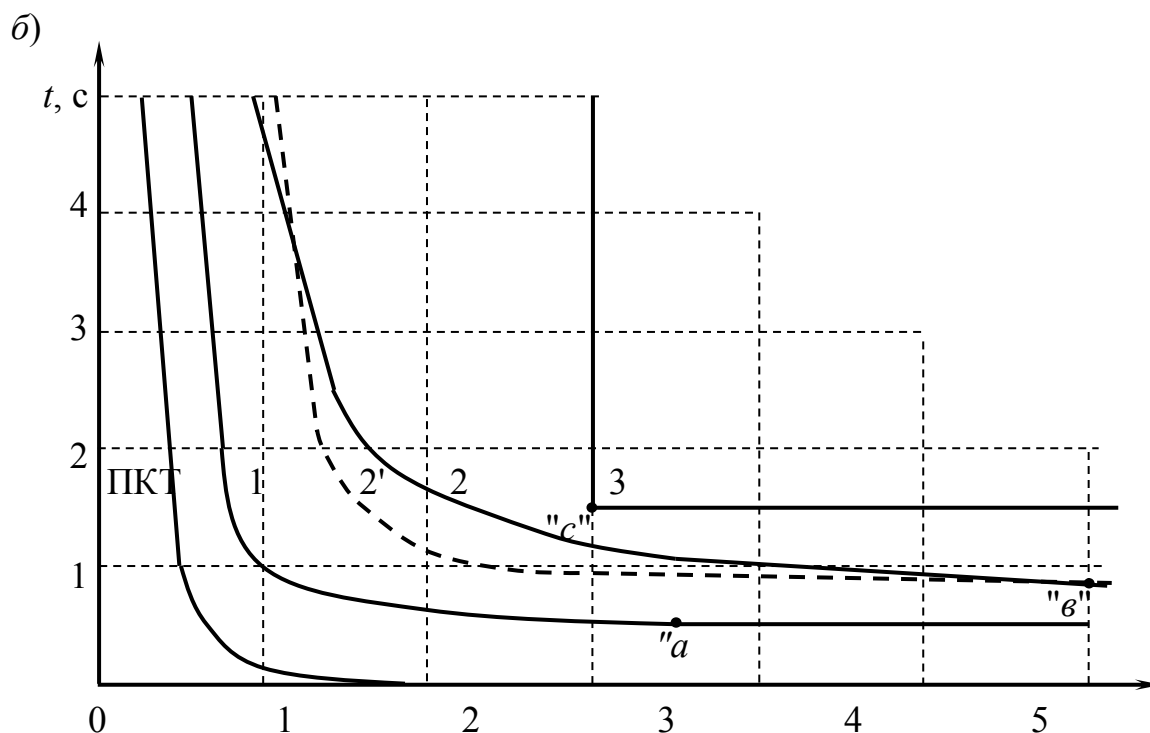


Рис. 4.4 Согласования времени срабатывания МТЗ с зависимыми и независимыми характеристиками срабатывания

Порядок построения карты селективности следующий (рис. 4.4, б):

В начале строится время-токовая характеристика плавкого предохранителя ПКТ по каталожным данным, например [4]. Построенная характеристика ПКТ смещена вправо на 20 % по току плавления по сравнению с типовой характеристикой. Определяется ток плавления плавкой вставки при времени плавления, равном 5 с. Указанный ток по ОЗТ характеристике предохранителя составляет $I_{пл} = 300$ А. Ток срабатывания последующей защиты должен быть не менее, чем на 20 % больше значения тока $I_{пл}$. Данное условие выполняется, т.к. $1,2I_{пл} = 1,2 \cdot 300 = 360$ А меньше тока срабатывания защиты 1 ($I_{с.з1} = 400$ А). На карте селективности строится время-токовая характеристика индукционного реле РТ-80 (кривая 1). Данную кривую можно построить по типовым кривым [4] реле РТ-80 с временем срабатывания равным 0,5 с. Однако можно воспользоваться математическим выражением, описывающим ОЗТ характеристику реле типа РТ-80:

$$t_{с.з} = \frac{1,258}{(I^* - 1)^{1,8}} + T_{уст} ,$$

где $T_{уст}$ – уставка по времени в независимой части ОЗТ характеристики при $I^* \geq 8$.

Данная ОЗТ характеристика заложена в цифровом реле типа БМРЗ как аналог реле РТ-80 и РТВ-4. Расчетная точка "а" кривой 1 соответствует току

КЗ $I_{K1}=3,5$ кА. Для данной точки кратность тока $I^*=I_{K1}/I_{c.31}=3500/400>8$, следовательно, от точки "а" проводится вправо горизонтальная прямая на уровне $t_{c.31}=0,5$ с. Дальнейшее построение кривой 1 будет показано на примере кривой 2'.

Для построения кривой последующей цифровой защиты 2 определяется расчетная точка "в" с координатами $I_{"в"}=I_{K2}=6$ кА и $t_{"в"}=t_{c.31}+\Delta t=0,5+0,3=0,8$ с. Кратность тока КЗ в расчетной точке "в": $I^*=6000/700=8,57$. Если бы на ГПП использовалось цифровое реле типа БМРЗ, то для защиты 2 целесообразно применить ОЗТ характеристику аналогичную реле РТ-80. Тогда указанную выше формулу перепишем:

$$T_{уст} = t_{c.3} - \frac{1,258}{(I^* - 1)^{1,8}} = 0,8 - \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} = 0,77 \text{ с.}$$

Таким образом, уставка на реле БМРЗ $T_{уст}=0,77$ с. Определим время срабатывания $t_{c.32}$ при произвольных значениях кратности I^* :

$I^* = 1,5$	(1050 А)	$t_{c.3} = \frac{1,258}{(1,5 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 5,15 \text{ с;}$
$I^* = 2$	(1400 А)	$t_{c.3} = \frac{1,258}{(2 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 2,03 \text{ с;}$
$I^* = 3$	(2100 А)	$t_{c.3} = \frac{1,258}{(3 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 1,13 \text{ с;}$
$I^* = 5$	(3500 А)	$t_{c.3} = \frac{1,258}{(5 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 0,87 \text{ с;}$
$I^* = 8,57$	(6000 А)	$t_{c.3} = \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 0,8 \text{ с.}$

На рис. 4.4, б штрихпунктирной линией показана кривая 2' – аналог реле РТ-80.

Однако по условию задачи на ГПП применяется ЦР типа SPAC или Seram 2000, у которых не имеется аналога реле РТ-80. Поэтому для защиты 2 применяем нормальную ОЗТ характеристику по стандарту МЭК в соответствии с выражениями (4.6, 4.7). В начале определяется коэффициент времени:

$$K = t_{c.3} (I_*^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,8(8,57^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,25.$$

Затем по (4.6) определим $t_{c.32}$ для различных кратностей тока КЗ:

$I^* = 1,5$	(1050 А)	$t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (1,5^{0,02} - 1) = 4,3 \text{ с;}$
$I^* = 2$	(1400 А)	$t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (2^{0,02} - 1) = 2,5 \text{ с;}$
$I^* = 3$	(2100 А)	$t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (3^{0,02} - 1) = 1,58 \text{ с;}$
$I^* = 5$	(3500 А)	$t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (5^{0,02} - 1) = 1,07 \text{ с;}$
$I^* = 8,57$	(6000 А)	$t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (8,57^{0,02} - 1) = 0,8 \text{ с.}$

На рис. 4.4, б построена "нормальная" ОЗТ характеристика защиты 2 (кривая 2). Кривая 2 хуже согласовывается с кривой 1, чем кривая 2'.

Последняя защита 3 (защита ввода или секционного выключателя ГПП) по условию задачи выполнена с независимой от тока характеристикой срабатывания и имеет уставку по току $I_{с.33} = 3000$ А. Для определения времени срабатывания защиты 3 на карте селективности строится кривая 3 с координатами угловой точки "с": $I_{с"} = I_{с.33} = 3$ кА и $t_{с"} = t_{с.32} + \Delta t$.

Определим время срабатывания защиты 2 при токе КЗ равном 3 кА:

$$I_* = 3000/700 = 4,29 \quad t_{с.32} = 0,25 \cdot 0,14 / (4,29^{0,02} - 1) = 1,19 \text{ с.}$$

Приняв $\Delta t = 0,3$ с, получим уставку по времени защиты 3:

$$t_{с.33} = 1,19 + 0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

При меньшем значении тока срабатывания, например, $I_{с.33} = 2$ кА время срабатывания защиты 3 пришлось бы принять равным 2 с (см. рис. 4.4, б).

4.3 Расчет токовых отсечек

Токовая отсечка (ТО) без выдержки времени (первая ступень токовой защиты) предназначена для ускорения отключения близких коротких замыканий. Ее уставка (ток срабатывания) выбирается из условия отстройки (несрабатывания) от максимального трехфазного тока КЗ в конце защищаемой линии или трансформатора.

Для токовых отсечек защит 2РЗ и 3РЗ (см. рис. 4.1) соответственно:

$$I_{с.3.то2} \geq K_n \cdot I_{к1}^{(3)}; \quad I_{с.3.то3} \geq K_n \cdot I_{к2}^{(3)},$$

где K_n – коэффициент надежности, принимаемый для цифровых реле $1,15 \div 1,2$.

Для сравнения при использовании электромагнитного элемента реле типа РТ-80 $K_n = 1,5 \div 1,6$, для реле РТМ $K_n = 1,7$.

Чувствительность отсечки проверяется при токах КЗ в начале защищаемой линии, соответственно:

$$K_{ч.то2} = I_{к2}^{(3)} / I_{с.3.то2}; \quad K_{ч.то3} = I_{к3}^{(3)} / I_{с.3.то3}.$$

При этом коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию $K_{ч} \geq 1,2$.

Отсюда следует вывод, что применить отсечку можно только на тех линиях, где отношение токов КЗ в начале и в конце защищаемой линии превышает 1,4 для цифровых реле и 1,8 для реле РТ-80. Очевидно, что на коротких кабельных линиях применить отсечку без выдержки времени невозможно. В этом случае используется только одна защита – МТЗ.

При этом следует иметь в виду, что если к шинам подстанции подключены синхронные двигатели или генераторы мини-ТЭЦ, то для обеспечения их динамической устойчивости при внешних КЗ на линиях всех присоединений подстанции должны применяться токовые отсечки без выдержки времени даже в ущерб их селективности. В этом случае на

коротких линиях применяют неселективную отсечку с автоматикой АПВ или продольную дифференциальную защиту. Зона действия быстродействующей защиты должна распространяться на участок линии, короткое замыкание в котором сопровождается остаточным напряжением на шинах подстанции меньше 60 % номинального напряжения.

На длинных линиях кроме токовой отсечки без выдержки времени (обычно $t_{с.з1} \approx 0,1$ с) применяют еще и токовую отсечку с выдержкой времени ($t_{с.з2} \approx 0,3 \div 0,4$ с), ток срабатывания которой выбирается по условию отстройки от тока срабатывания отсечки предыдущей линии, например, для защиты 3РЗ (см. рис. 4.1):

$$I_{с.з3} \geq K_H \cdot I_{с.з.то2} ,$$

где K_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,1 для ЦР, обеспечивая тем самым токовую селективность.

Чувствительность отсечки с выдержкой времени проверяется при КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к2}}^{(2)} / I_{с.з3} \geq 1,2.$$

Рассмотрим особенность применения *токовых защит блока линия-трансформатор*.

На радиальной линии, питающей один трансформатор 6(10)/0,4 кВ (без предохранителя ПКТ на высокой стороне) токовая защита является основной как для линии, так и для трансформатора (рис. 4.5).

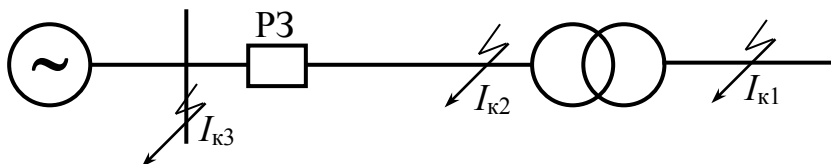


Рис. 4.5 Токовая защита блока линия-трансформатор

В этом случае применяют двухступенчатую защиту: токовую отсечку без выдержки времени и МТЗ.

Ток срабатывания отсечки выбирается по условию (см. рис. 4.5):

$$I_{с.зТО} \geq K_H I_{\text{к1}}^{(3)} , \quad (4.8)$$

где $I_{\text{к1}}^{(3)}$ – приведенный к высокой стороне ток КЗ на шинах 0,4 кВ;

K_H – коэффициент надежности отстройки, равный 1,2.

Чувствительность отсечки проверяется при двухфазном КЗ на линейных выводах трансформатора:

$$K_{\text{ч.то}} = I_{\text{к2}}^{(2)} / I_{с.з.то} . \quad (4.9)$$

Так как отсечка является основной защитой трансформатора коэффициент чувствительности ее должен быть $K_{ч.то} \geq 2$. Обычно это условие выполняется, так как сопротивление трансформатора велико.

Максимальная токовая защита (МТЗ) для линии является резервной, а для трансформатора основной защитой, поскольку защищает трансформатор при внутренних КЗ и на выводах 0,4 кВ.

Выбор тока срабатывания МТЗ производится по условию (4.1), а чувствительность защиты оценивается при двухфазных и однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора по выражению (4.3).

При этом напомним, что если группа соединения трансформатора звезда-звезда с заземленным нулем, то ток однофазного КЗ намного меньше трехфазного КЗ, а коэффициент чувствительности в этом случае определяется по выражению (см. п. 10.1):

$$K_{ч} = \frac{2}{3} I_{к}^{(1)} / I_{с.з},$$

где $I_{к}^{(1)}$ - приведенный к стороне ВН ток однофазного КЗ на шинах 0,4 кВ.

Согласно ПУЭ должно выполняться условие $K_{ч} \geq 1,5$, как при двух-, так и при однофазных КЗ. Однако, ПУЭ допускает невыполнение этого условия при однофазных КЗ, если связь между трансформатором и распределительным щитом 0,4 кВ выполнена трехжильным кабелем. С применением кабеля однофазное КЗ обязательно переходит в междуфазное.

Минимальное время срабатывания МТЗ выбирается на ступень селективности больше, чем токовая отсечка. Для цифровых защит

$$t_{с.з.МТЗ} = 0,1 + 0,3 = 0,4 \text{ с.}$$

Однако, при этом должна быть проверена селективность МТЗ с вводным защитным аппаратом (предохранителем или автоматом) на стороне 0,4 кВ. Наилучшая селективность обеспечивается при применении обратной зависимой время-токовой характеристики срабатывания МТЗ.

При использовании цифровых реле в качестве защиты трансформатора имеется возможность применить дополнительную к основным защиту от перегрузки на основе тепловой модели (см. п. 6.3).

5 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 (35) кВ

Трансформаторы 35 (110) кВ применяются на главных понизительных подстанциях ГПП и отпайках. Основными защитами от внутренних повреждений трансформаторов являются токовая отсечка (ТО) или дифференциальная защита, а также газовая защита. В качестве резервной защиты применяют МТЗ, в задачу которой входит защита трансформатора при внешних КЗ (см. п. 4.1).

Токовая отсечка без выдержки времени применяется на трансформаторах мощностью до 4000 кВ·А, при этом расчет тока срабатывания и проверка чувствительности ТО производится по выражениям

(4.8) и (4.9). При большей мощности трансформатора или при недостаточной чувствительности токовой отсечки применяют дифференциальную защиту.

5.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Цифровое реле дифференциальной защиты трансформатора, как правило, выпускается в отдельном исполнении, т.е. отдельным блоком, например, реле типа Seram 2000 – D21 для двухобмоточных и Seram 2000 – D31 для трехобмоточных трансформаторов, причем эти реле подключаются к отдельным (от МТЗ) трансформаторам тока сторон ВН и НН. В отличие от аналоговых дифференциальных защит с реле РНТ, ДЗТ-11, ДЗТ-21 в цифровых защитах выравнивание вторичных токов в плечах защиты по величине и фазе производится программным (расчетным) способом. Поэтому нет необходимости рассчитывать числа витков уравнительных и рабочей обмоток. Кроме того от тока небаланса, вызванного бросками токов намагничивания трансформатора в цифровых реле эффективно отстраиваются за счет блокировки реле по 2- и 5-ой гармоникам дифференциального тока.

Глубокая отстройка от бросков тока намагничивания позволяет в цифровых реле минимальный дифференциальный ток срабатывания защиты (I_{dmin}) принять равным 30 % номинального тока трансформатора. Для сравнения в защитах с реле типа ДЗТ-11 ток срабатывания равен 150 % номинального. Принцип торможения дифференциальной защиты при сквозных токах КЗ остался прежним. При внешнем КЗ за пределами зоны действия дифференциальной защиты, трансформаторы тока стороны НН обтекаются током и реле автоматически загроубляется, т.е. ток срабатывания его увеличивается по мере роста тока сквозного замыкания (тормозного тока). Уставкой по степени торможения в цифровых реле принято считать отношение дифференциального тока (I_d) к тормозному току (I_t) в процентах и рассчитывается оно по выражению:

$$\frac{I_d}{I_t} \geq K_n (K_a \varepsilon + \Delta U), \quad (5.1)$$

где K_n – коэффициент надежности равен 1,2;

ε – погрешность трансформаторов тока, принимается равной 10 %;

K_a – коэффициент, учитывающий рост погрешности при больших токах за счет апериодической составляющей, принимается равным 1,5;

ΔU – диапазон регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора, в зависимости от типа трансформатора и регулятора РПН значение ΔU принимается равным 16 % или 10 %.

Тормозная характеристика цифрового реле Seram 2000 – D21(Д31) приведена на рис. 5.1.

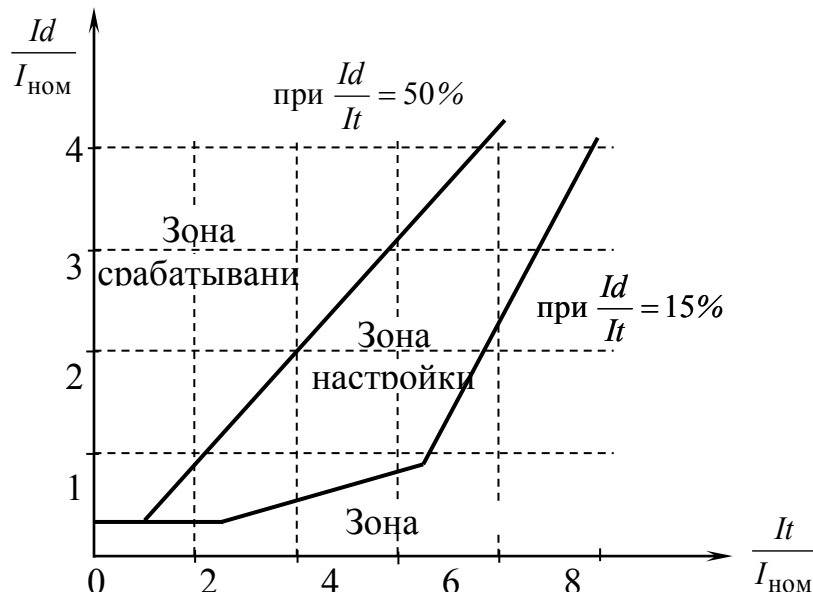


Рис. 5.1 Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора

Зона настройки процентного торможения реле находится в диапазоне от 15 до 50 %.

Например, для трансформатора с $\Delta U_{\text{рпн}} = 16 \%$ имеем

$$\frac{Id}{It} \geq 1,2(1,5 \cdot 10 + 16) = 37,2 \%$$

Принимается 40 %-ная тормозная характеристика. Указанное значение выставляется в реле в качестве уставки дифференциальной защиты.

Чувствительность дифференциальной защиты оценивается при минимальном токе двухфазного КЗ на выводах НН трансформатора по формуле:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / (0,3 I_{\text{ном.тр}}), \geq 2$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ - приведенный к стороне ВН двухфазный ток КЗ, который при схеме соединения трансформаторов тока на стороне ВН в звезду численно равен трехфазному току КЗ.

Степень торможения оценивается при трехфазном максимальном токе КЗ на шинах НН подстанции по выражению:

$$Id = \left(\frac{Id}{It} \right)_{\text{уст}} \cdot \frac{I_{\text{к.мах}}^{(3)}}{I_{\text{ном.тр}}}$$

В нашем примере предположив, что максимальный ток КЗ на шинах НН $I_{\text{к.мах}}^{(3)} = 8000 \text{ А}$, $I_{\text{ном.тр}} = 1400 \text{ А}$, получим:

$$Id = 40 \cdot 8000 / 1400 = 230 \%,$$

т.е. уставка возросла с 30 % до 230 % номинального тока или в 7,6 раза

В некоторых типах дифференциальных ЦР, например МІСОМ/Р632 (ALSTOM), при токах КЗ свыше $6 I_{\text{ном.тр}}$ срабатывает дифференциальная токовая отсечка. При этом токе фактор торможения уже не действует. Кроме

того для таких реле в характеристике процентного торможения дополнительно к показанной на рис. 5.1 определяется наклон ($tg\alpha$) характеристики первого участка торможения при малых значениях сквозных токов от 0 до $2,5I_{ном.тр.}$. Данная характеристика рассчитывается по выражению (5.1), в котором коэффициент K_a принимается равным единице, а значение $\varepsilon = 5\%$.

5.2 Расчет максимальных токовых защит на двухтрансформаторной подстанции

На рис. 5.2 приведена схема двухтрансформаторной подстанции ГПП.

Выбор параметров срабатывания максимальных токовых защит, установленных на секционном выключателе Q_c , выключателе ввода 6(10) кВ Q_b и выключателе Q_t трансформатора взаимосвязан, поскольку каждый из этих элементов является либо предыдущем, либо последующим по отношению друг к другу (см. п. 4).

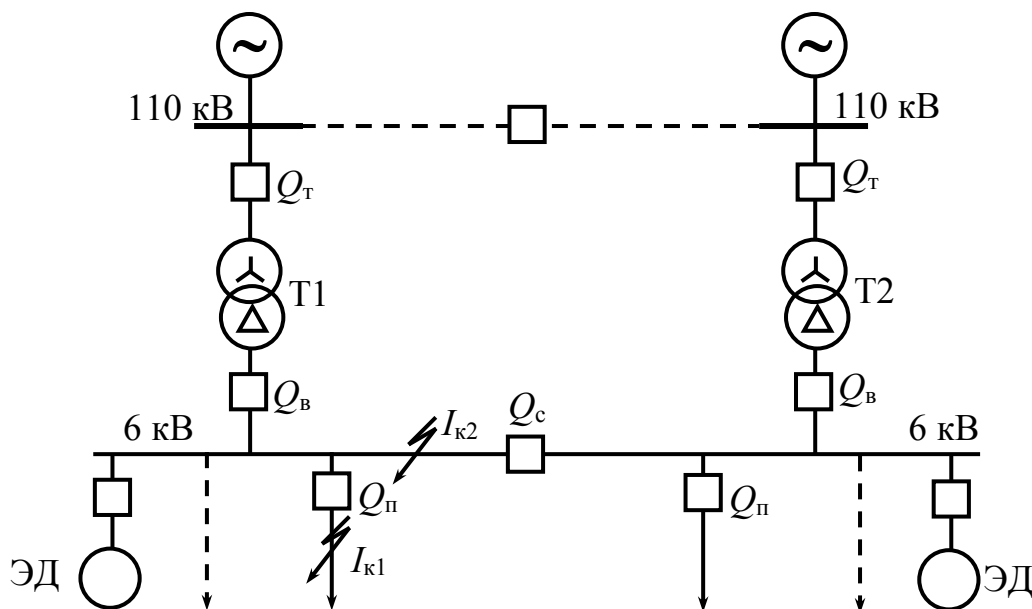


Рис. 5.2 Расчетная схема выбора уставок МТЗ на элементах ГПП

Для МТЗ выключателей Q_c и Q_b основной зоной защиты являются шины 6 кВ подстанции, а резервной зоной - присоединения Q_p . Исходя из этого при выборе тока срабатывания МТЗ справедливы выражения (4.1), (4.2) и (4.3). Однако при определении коэффициента самозапуска $K_{с.з.п}$ и значения $I_{раб.мах}$ возникает ряд трудностей, особенно если к шинам подстанции

подключены электродвигатели (ЭД) напряжением выше 1 кВ. В этом случае необходимо учитывать пусковые токи ЭД. Если подстанция не оборудована специальными устройствами, обеспечивающими групповой или поочередный самозапуск двигателей при кратковременной потере питания, то за максимальную нагрузку с учетом коэффициента $K_{с.з.п}$ принимается режим пуска одного ЭД при максимальном (реально возможном) количестве включенных присоединений:

$$K_{с.з.п} \cdot I_{раб.мах} = U_{нн.ср} / [\sqrt{3}(x_{нн.мин} + x_{эк})]; \quad (5.2)$$

$$x_{эк} = \frac{x''d \cdot kx_{нагр.сум}}{x''d + kx_{нагр.сум}},$$

где $x_{нн.мин}$ – минимальное сопротивление источника питания (система плюс трансформатор), приведенное к шинам стороны НН (см. п. 10);

$x_{эк}$ – эквивалентное сопротивление заторможенного двигателя $x''d$ и суммарной нагрузки присоединений $x_{нагр.сум}$.

k – коэффициент увеличения тока нагрузки за счет провала напряжения, вызванного пуском ЭД; принимается равным $0,8 \div 0,9$.

Данное выражение справедливо как для МТЗ ввода, так и для МТЗ секционного выключателя, имея в виду, что через Q_v может проходить нагрузка обеих секций шин, а через Q_c – только одной (при ремонтном режиме работы подстанции). При отсутствии электродвигателей 6 кВ, подключенных к шинам подстанции в качестве значения $I_{раб.мах}$ можно принять:

$$\text{для МТЗ } Q_c \quad I_{раб.мах} = 0,7 \cdot I_{ном.тр};$$

$$\text{для МТЗ } Q_v \quad I_{раб.мах} = 1,4 \cdot I_{ном.тр},$$

где $I_{ном.тр}$ – номинальный ток трансформатора стороны НН.

Значение тока срабатывания МТЗ трансформатора (Q_T) должно быть больше, чем уставка МТЗ ввода Q_v из условия (4.2).

Проверка чувствительности МТЗ Q_c и Q_v производится по выражениям (4.3), где в качестве значения тока КЗ основной зоны принимается ток $I_{к2min}^{(2)}$ (см. рис. 5.2), а тока КЗ в зоне резервирования – $I_{к1min}^{(2)}$, т.е. ток КЗ в конце самой длинной линии присоединения. Часто чувствительность МТЗ оказывается недостаточной за счет больших токов нагрузки. В этом случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению, тогда в выражении (5.2) пусковой ток ЭД не учитывают, а в выражении (4.1) коэффициент $K_{с.з.п}$ принимают равным единице. Обычно значение напряжения срабатывания пускового органа минимального напряжения принимают $U_{с.з} = 0,6U_{ном}$. Чувствительность пускового органа проверяется по условию:

$$K_{ч} \geq \frac{U_{с.з}}{U_{ост.мах}} \geq \frac{U_{с.з}}{\sqrt{3} \cdot r_k \cdot I_{к1}^{(3)}} \geq 1,2,$$

где r_k – активное сопротивление кабельной (воздушной) линии наиболее протяженного присоединения.

Данное условие по ПУЭ допускается не выполнять, если это связано с значительным усложнением защиты.

Следует отметить, что чувствительность МТЗ трансформатора проверяется только при КЗ на шинах 6 кВ, однако, при этом необходимо учитывать схему соединения трансформаторов тока (ТТ), установленных на высокой стороне и группу соединения обмоток трансформатора. Например, если ТТ соединены в треугольник, а группа трансформатора Y/Δ , то чувствительность МТЗ проверяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к.мин}}^{(3)} / I_{\text{с.з}},$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ – приведенный к высокой стороне трехфазный минимальный ток КЗ (первичный) на выводах низкого напряжения.

В том же примере при ТТ соединенных в звезду $K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(3)} / I_{\text{с.з}}$. Подчеркнем, что с цифровыми реле ТТ соединяются в звезду, а первый пример используется в аналоговых защитах, когда к ТТ одновременно подключаются МТЗ и цепи дифференциальной защиты трансформатора.

Коэффициент чувствительности защиты должен быть $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ при условии, что на вводе 6 (10) кВ стороны НН трансформатора установлена своя максимальная токовая защита и $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ при ее отсутствии. В последнем случае МТЗ трансформатора выполняется с двумя выдержками времени, с меньшей из них отключается ввод НН, а с большей – трансформатор.

Выбор времени срабатывания МТЗ производится по выражению (4.5), имея в виду, что все рассматриваемые защиты применяются с независимыми от тока выдержками времени. Поэтому исходной точкой для расчета выдержки времени МТЗ секционного выключателя является то присоединение $Q_{\text{п}}$, у которого МТЗ имеет наибольшую выдержку времени. Если на указанном присоединении применяется зависящая от тока выдержка времени, то необходимо построить карту селективности и определить минимально возможное время срабатывания МТЗ секционного выключателя, а далее, прибавляя ступени селективности $\Delta t = 0,3$ с, находят выдержки времени МТЗ ввода и трансформатора (см. задачу 3 п. 4.2). При однофазном КЗ на линии 110 кВ в защите трансформатора в случае соединения ТТ в звезду появляется ток нулевой последовательности, который может вызвать ложное отключение трансформатора, поэтому в большинстве ЦР ток нулевой последовательности устраняется расчетом. Если такой блокировки нет, то выдержка времени МТЗ трансформатора должна быть больше времени срабатывания защиты нулевой последовательности линии. При этом максимальное время срабатывания МТЗ трансформатора с высшим напряжением 110 кВ не должно быть больше 3 с, а трансформатора 35 кВ –

4 с. Напомним, что МТЗ секционного выключателя имеет ускорение (уменьшение выдержки времени) после АВР.

Задача. Выбрать уставки максимальных токовых цифровых защит на выключателях СВ- Q_c , ввода 6 кВ – Q_v и трансформатора – Q_t ГПП (см. рис. 5.2), если известны: токи коротких замыканий на шинах 6 кВ $I_{k2.min}^{(3)} = 8,5$ кА; $I_{k2.max}^{(3)} = 12$ кА, ток КЗ в конце самого протяженного присоединения $I_{k1.min}^{(3)} = 7$ кА, на выключателе Q_n присоединения установлена МТЗ с уставками по току $I_{c.з.п.} = 400$ А и по времени $t_{c.з.п.} = 0,4$ с с независимой характеристикой срабатывания, трансформаторы Т1 и Т2 мощностью по $S_{1p} = 16$ МВ·А имеют регуляторы РПН с $\Delta U_{рпн} = \pm 16$ %, характер нагрузки общепромышленный, высоковольтных электродвигателей, подключенных к шинам ГПП, не имеется.

Решение

Распределение нагрузки по секциям шин 6 кВ неизвестно, поэтому для двухтрансформаторной подстанции принимается максимальный ток нагрузки каждой секции, равным 0,7 номинального тока трансформатора.

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А.}$$

$$I_{max секц.} = 0,7 \cdot 1466 = 1026 \text{ А.}$$

1) Расчет уставки МТЗ секционного выключателя Q_c :

- по условию отстройки от тока самозапуска

$$I_{c.з.св} = \frac{K_n}{K_b} K_{c.з.п} \cdot I_{max секц.} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 1026 = 2822 \text{ А,}$$

где $K_{c.з.п} = 2,2$ (см. п. 4.1);

- по условию согласования по чувствительности с защитой отходящей линии.

$$I_{c.з.св} = K_{н.с}(I_{c.з.п} + I_{max секц.}) = 1,1(400 + 1026) = 1569 \text{ А,}$$

принимаем 2822 А;

- проверка чувствительности защиты производится по минимальному току двухфазного КЗ:

в основной зоне

$$K_{ч.о.} = I_{k2min}^{(2)} / I_{c.з.св} = 0,866 \cdot 8500 / 2822 = 2,6 > 1,5;$$

в зоне резервирования

$$K_{ч.р.} = I_{k1min}^{(2)} / I_{c.з.св} = 0,866 \cdot 7000 / 2822 = 2,1 > 1,2;$$

- уставка МТЗ по времени:

$$t_{c.з.св} = t_{c.з.п} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с;}$$

2) Расчет уставки МТЗ ввода 6 кВ.

Через выключатель ввода и трансформатор в результате успешной работы АВР проходит сумма токов нагрузки одной секции и самозапуска другой, поэтому по условию отстройки от тока самозапуска

$$I_{с.з.в} = \frac{K_n}{K_B} (K_{с.з.п} \cdot I_{\max св} + I_{\max св}) = \frac{1,2}{0,96} \cdot (2,2 \cdot 1026 + 1026) = 4104 \text{ А};$$

- по условию согласования с защитой секционного выключателя

$$I_{с.з.в} = K_{н.с} (I_{с.з.св} + I_{\max секц.}) = 1,1(2822 + 1026) = 4233 \text{ А},$$

принимаем 4233 А;

- чувствительность защиты в основной зоне

$$K_{ч.о.} = 0,866 \cdot 8500 / 4233 = 1,7 > 1,5,$$

в зоне резервирования

$$K_{ч.р.} = 0,866 \cdot 7000 / 4233 = 1,43 > 1,2;$$

- уставка защиты по времени

$$t_{с.з.в} = 0,7 + 0,3 = 1 \text{ с}$$

3) Расчет уставки МТЗ трансформатора:

- расчетный режим по отстройке от тока самозапуска – подача напряжение на трансформатор, питающий одновременно обе секции (ремонтный режим подстанции):

$$I_{с.з.тр.нн} = \frac{K_n}{K_B} K_{с.з.п} \cdot 2I_{\max секц.} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 2 \cdot 1026 = 5643 \text{ А},$$

этот же ток срабатывания защиты, но приведенный к стороне ВН при минимальном коэффициенте трансформации трансформатора за счет действия переключателя РПН:

$$I_{с.з.тр.вн} = I_{с.з.тр.нн} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн.ср}(1 - \Delta U_{рпн})} = 5643 \cdot \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 368 \text{ А};$$

- по условию согласования с защитой ввода 6 кВ с учетом изменения коэффициента трансформации:

$$I_{с.з.тр.вн} = K_{н.с} (I_{с.з.в} + I_{нагр.35кВ}) \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн.ср}(1 - \Delta U_{рпн})} =$$

$$= 1,2(4233 + 0) \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 332 \text{ А},$$

принимаем 368 А;

- уставка защиты по времени $t_{с.з.тр} = 1 + 0,4 = 1,4 \text{ с}$.

Проверка чувствительности защиты трансформатора производится по минимальному току КЗ на шинах 6 кВ, приведенному к стороне ВН при максимальном реально возможном коэффициенте трансформации за счет РПН.

$$I_{к2 \min вн}^{(3)} = I_{к2 \min нн}^{(3)} \frac{U_{нн}}{U_{вн \max}} = 8500 \cdot \frac{6,3}{126} = 425 \text{ А}.$$

Учитывая, что трансформаторы тока на стороне ВН соединены в звезду, то коэффициент чувствительности составит

$$K_{ч} = I_{к2 \min вн}^{(3)} / I_{с.з.тр.вн} = 425 / 368 = 1,15 < 1,2.$$

Так как чувствительность защиты трансформатора недостаточна, то необходимо применить МТЗ с пуском по минимальному напряжению, причем пусковой орган минимального напряжения выполняется общим для защит на сторонах ВН и НН, а уставку его можно принять без расчета равным $0,6U_{\text{ном}}$. В этом случае уставки защит по току выбираются только по условию согласования их по чувствительности, а функцию отстрочки защит от тока самозапуска выполняет пусковой орган минимального напряжения и коэффициент самозапуска принимается равным единице.

В соответствии с выше приведенным расчетом ток срабатывания МТЗ секционного выключателя выбирается $I_{\text{с.з.св}} = 1569 \text{ А}$.

Уставка по току защиты ввода 6 кВ:

$$I_{\text{с.з.в}} = 1,1(1569 + 1026) = 2855 \text{ А}.$$

Уставка по току защиты трансформатора

$$I_{\text{с.з.тр.вн}} = 1,2 \cdot 2855 \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 223 \text{ А}.$$

Проверка чувствительности защит:

- защита СВ $K_{\text{ч.о}} = 0,866 \cdot 8500 / 1569 = 4,7$;
- защита ввода $K_{\text{ч.о}} = 0,866 \cdot 8500 / 2855 = 2,5$;
- защита трансформатора $K_{\text{ч}} = 425 / 223 = 1,9$.

По времени остаются ранее выбранные уставки защит.

6 ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ

Основной защитой электродвигателей (ЭД) от междуфазных КЗ является токовая отсечка, если мощность ЭД меньше 5 МВт или дифференциальная защита, если $P_{\text{ЭД}} \geq 5 \text{ МВт}$. Дифференциальная защита может применяться и при меньшей чем 5 МВт мощности двигателя при условии, что обмотки этих двигателей имеют выводы со стороны нейтрали. Кроме защит от междуфазных КЗ на двигателе должна быть предусмотрена защита от однофазных замыканий на землю, порядок выбора уставок которой рассмотрен в п. 7.

6.1 Выбор токовой отсечки и дифференциальной защиты двигателя

Ток срабатывания отсечки выбирается по выражению

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{пуск}}, \quad (6.1)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, для цифровых реле, принимается $1,3 \div 1,4$;
 $I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток ЭД.

Коэффициент чувствительности отсечки проверяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}, \quad (6.2)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ – минимальный двухфазный ток КЗ на линейных выводах ЭД.

Согласно ПУЭ должно выполняться условие $K_{\text{ч}} \geq 2$.

Если в выражении (6.1) в качестве $I_{\text{пуск}}$ принять паспортное значение пускового тока ЭД, то чувствительность отсечки может оказаться недостаточной. В этом случае следует рассчитать реальное значение пускового тока с учетом сопротивления питающего источника по выражению:

$$I_{\text{пуск}} = U_{\text{нн.ср}} / [\sqrt{3}(x_{\text{нн.мин}} + x'' d)], \quad (6.1.a)$$

где обозначения те же, что и в формуле (5.2).

Следует отметить, что токовая отсечка защищает только часть длины обмотки ЭД, расположенной ближе к линейным выводам. Указанную длину в процентах можно определить по формуле:

$$l_{\text{то}} = (I_{\text{к.мин}}^{(2)} - I_{\text{с.з}}) / I_{\text{кз.мин}}^{(2)} \cdot 100 \, \%.$$

Для 100%-го охвата всей обмотки двигателя применяют дифференциальную защиту. В цифровых реле ток срабатывания дифференциальной защиты принимается равным 50 % номинального тока двигателя. Торможение дифференциальной защиты от пусковых токов осуществляется также как в трансформаторах (см. п. 5.1). Чувствительность дифференциальной защиты оценивается по выражению (6.2).

Повысить чувствительность токовой отсечки можно применив цифровое реле SPAC-802, у которого есть **функция автоматического удвоения уставки токовой отсечки** при пуске двигателя. Данная функция работает по следующему алгоритму.

В реле имеется три токовых пороговых органа (ПО):

два первых ПО максимального тока с уставками $0,1I_{\text{ном}}$ и $1,5I_{\text{ном}}$, а третий ПО – минимального тока с уставкой $1,25I_{\text{ном}}$. При быстром нарастании тока два первых ПО последовательно срабатывают и если промежуток времени между срабатыванием ПО1 и срабатыванием ПО2 не превысит 60 мс, то это будет свидетельствовать о начале пуска двигателя, а не его перегрузке. В этот момент цифровое реле удваивает уставку токовой отсечки, которая в данном случае будет отстроена от максимального пускового тока. После окончания процесса пуска двигателя, его ток уменьшается до номинального значения. При достижении порога срабатывания ПО3 снимается удвоение уставки и токовая отсечка уже будет работать с повышенной чувствительностью к коротким замыканиям в работающем двигателе.

Однако данная функция имеет недостаток: она может необоснованно загрубить токовую отсечку в случае включения двигателя на короткое замыкание.

На современных цифровых реле имеется возможность **выполнить защиту двигателя от затяжного пуска и заклинивания ротора**. Первая защита срабатывает и отключает двигатель, если ток двигателя от начала процесса пуска превышает значение $3I_{\text{ном}}$ в течение заданного времени $t_1 \approx 2t_{\text{пуск}}$. Начало пуска обнаруживается в момент увеличения потребляемого тока от 0 до значения более 5 % номинального тока. Вторая защита срабатывает если пуск завершен, двигатель работает нормально и в

установившемся режиме неожиданно ток двигателя достигает значения более $3I_{\text{ном}}$ и держится в течение заданного времени $t_2 = 3 \div 4$ с.

6.2 Защита минимального напряжения и особенности защиты синхронных двигателей

Защита минимального напряжения (ЗМН) применяется на всех без исключения двигателях. Если количество двигателей, подключенных к одной секции шины больше одного, то в общем случае применяется двухступенчатая ЗМН.

Первая ступень ЗМН выполняет функцию отключения неответственных двигателей для обеспечения самозапуска ответственных по технологии агрегатов. Уставка ЗМН-1 выбирается по условию обеспечения возврата реле напряжения при восстановлении напряжения на шинах после отключения КЗ токовыми защитами присоединения. При этом необходимо, чтобы все защиты отходящих от шин линий имели токовые отсечки без выдержки времени. Если это условие не выполняется, двигатели могут затормозиться и последует одновременный самозапуск всех двигателей (групповой), который может оказаться неуспешным. Выдержка времени ЗМН-1 отстраивается от времени действия МТЗ отходящих линий и обычно равна по времени МТЗ питающего ввода. Таким образом, уставки ЗМН - 1 следующие:

$$U_{\text{с.з}} \leq (0,6 \div 0,7)U_{\text{ном}}; \quad t_{\text{с.з}} \approx t_{\text{МТЗ.В.}}$$

Вторая ступень ЗМН применяется для ответственных двигателей и уставка ее определяется значением напряжения на шинах, при котором самозапуск двигателей не может быть обеспечен. Выдержка времени второй ступени определяется технологическими условиями работы механизмов.

Таким образом, уставки ЗМН-2 следующие:

$$U_{\text{с.з}} \leq (0,4 \div 0,5)U_{\text{ном}}; \quad t_{\text{с.з}} \approx (3 \div 9) \text{ с.}$$

Синхронный двигатель (СД), кроме указанных выше защит, имеет защиту от асинхронного хода. Асинхронный ход опасен тем, что в роторе возбужденного СД наводится ЭДС и соответствующие ей токи с частотой скольжения, которые вызывают нагрев ротора, а при большом скольжении еще и его вибрацию. Асинхронный ход цифровым реле выявляется по величине реактивной мощности, потребляемой двигателем. Данная защита отключает двигатель с выдержкой времени около $16 \div 20$ с при достижении реактивной мощности значения более 50 % номинальной мощности двигателя. Уставка задается в кВ·А реактивных.

В цифровом реле типа БМРЗ-ДС заложена новая защитная функция – опережающее отключение синхронных двигателей при потере устойчивости. Отключение СД производится в начальной стадии аварийных процессов, вызванных короткими замыканиями в питающей сети в тех случаях, когда в последующем процессе развития аварии двигатель теряет динамическую устойчивость и попадает в асинхронный режим с возбуждением. Данную

защиту целесообразно применять для тех СД, у которых ресинхронизация невозможна без разгрузки двигателя. Это относится к тихоходным синхронным двигателям с поршневыми компрессорами или приводными механизмами с высоким противодавлением.

6.3. Защита от перегрузки на основе тепловой модели

Перегрузка электродвигателей или трансформаторов вызывает чрезмерный нагрев их обмоток и может привести к повышенному износу или тепловому пробое изоляции. Допустимое время перегрузки находится в обратнопропорциональной зависимости от квадрата величины тока перегрузки. Поэтому защита от перегрузки двигателя на аналоговых реле выполняется с использованием обратозависимой от тока выдержки времени (индукционный элемент реле типа РТ-80). Вместе с тем, такой принцип выполнения защиты не отслеживает температуру защищаемого объекта. При повторном пуске двигателя с горячего состояния реле РТ-82 имеет такую же выдержку времени, как и при пуске холодного двигателя.

Более совершенный принцип выполнения защиты от перегрузки используется в цифровых реле, в которых температура защищаемого объекта косвенно отслеживается как при нагреве, так и при охлаждении. Защита срабатывает, когда интегральная температура превысит допустимое значение.

Тепловая модель двигателя описывается следующим выражением [5]:

$$\theta = I_*^2 (1 - e^{-t/T}) + \theta_{\text{нач}} \cdot e^{-t/T} \cdot p, \quad (6.3)$$

- где θ – интегральная температура модели в относительных единицах;
 $\theta_{\text{нач}}$ – начальная температура, с которой двигатель начинает охлаждаться;
 I_* – кратность тока перегрузки по отношению к значению номинального тока двигателя, увеличенному на 5 %;
 t – текущее время, с;
 T – тепловая постоянная времени, с.
 p – коэффициент изменения начальной температуры модели, значение которого принимается в зависимости от заданных условий.

Первое слагаемое выражения (6.3) отражает процесс нагрева, а второе – охлаждение двигателя.

В качестве тепловой характеристики двигателя в зарубежной практике используется параметр t_{6x} , под которым подразумевается предельно допустимое время нахождения холодного двигателя в заторможенном состоянии при 6-кратном токе. У обычных двигателей параметр t_{6x} превышает время пуска примерно в два раза ($t_{6x} \approx 2 t_{\text{п}}$). Существует однозначная связь между постоянной времени T и параметром t_{6x} , что вытекает из уравнения (6.3) после его решения относительно t :

$$t_{6x} = T \cdot \ln[(I_*^2 - I_{*_{\text{нач}}}^2 P) / (I_*^2 - I_{*_{\text{откл}}}^2)] = T \cdot \ln[(6^2 - 0) / (6^2 - 1,05^2)] = T / 32.$$

Отсюда постоянную времени нагрева T_n можно определить по следующей формуле

$$T_n = 60 \cdot t_n,$$

где t_n – время пуска, определяемое из опыта пуска двигателя при полной нагрузке.

После отключения двигателя процесс его остывания характеризуется постоянной времени остывания T_0 , значение которой намного больше постоянной времени нагрева:

$$T_0 = (2 \div 4) T_n.$$

Это объясняется отсутствием принудительной вентиляции остановленного двигателя.

Ниже на конкретном примере показано как тепловая модель цифрового реле отслеживает температуру обмотки двигателя при его включении и отключении.

Предположим, из опытных данных известно, что кратность пускового тока двигателя равна $6I_{ном}$, а время пуска – $t_n = 5$ сек. Тогда:

$$T_n = 60 \cdot 5 = 300 \text{ с}; T_0 = 4T_n = 4 \cdot 300 = 1200 \text{ с}.$$

Согласно ПТЭ двигателя обязаны обеспечивать 2 пуска из холодного состояния и 1 из горячего состояния. Поэтому в тепловой модели принимаем $p = 0,5$ при $I_{дв} > I_{ном.дв}$ и $p = 1$ при $I_{дв} \leq 1,05I_{ном.дв}$.

При включении двигателя из холодного состояния ($\theta_{нач} = 0$) температуру его обмотки к концу пуска, определим по выражению (6.3):

$$\theta = I_*^2 (1 - e^{-t/T}) + 0 = (6/1,05)^2 (1 - e^{-5/300}) = 0,54,$$

т.е. двигатель будет нагрет до 54 % допустимой температуры.

Если после окончания пуска двигатель перейдет в режим нормальной работы с номинальным током, то процесс изменения температуры будет описываться выражением (6.3), в котором коэффициент $p=1$. Например, спустя 10 мин (600 с) после пуска температура двигателя составит:

$$\theta = (1/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-600/300}) + 0,54 \cdot e^{-600/300} \cdot 1 = 0,86 \text{ (86 \%)}.$$

Установившееся же значение температуры двигателя нормального режима при $t = \infty$, составит:

$$\theta = I_*^2 = (1/1,05)^2 = 0,91.$$

Следует отметить, что значение допустимой (100%-ной) температуры двигателя в среднем составляет $120 \div 135^\circ\text{C}$.

Можно показать, что защита разрешит пуск двигателя, работающего с полной нагрузкой и из горячего состояния при температуре равной 91% (здесь p принимается равным 0,5):

$$\theta = (6/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-5/300}) + 0,91 \cdot e^{-5/300} \cdot 0,5 = 0,987.$$

Как видно, при самозапуске двигателя (из горячего состояния) его температура не превысит допустимого значения. При этом в процессе

установившейся работы температура двигателя снова установится на уровне 91 %.

Проверим требование ГОСТ183-74 на отечественные электродвигатели, допускающего нахождение ЭД в течение 2 минут в режиме перегрузки 1,5-кратным током:

$$\theta = (1,5/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-120/300}) + 0,91 \cdot e^{-120/300} \cdot 0,5 \leq 100 \text{ \%}.$$

Как видим, требования ГОСТа выполняются.

Определим температуру двигателя через 25 мин после его отключения:

$$\theta = 0 + 0,91 \cdot e^{-1500/1200} \cdot 1 = 0,26.$$

Поскольку процесс нагрева и охлаждения двигателя происходит по экспоненциальному закону, то для полного остывания двигателя должно пройти время не менее $3T_0 = 3 \cdot 1200 = 3600$ с, т.е. 1 час.

Рассмотренная тепловая модель справедлива и для трансформаторов, но в этом случае принимают $T_n = T_0$ и $p = 1$.

Надо отметить, что в качестве уставок защиты от перегрузки в цифровое реле, например Seram 2000, вводят значения постоянных времени T_n и T_0 , а также температуру в процентах, при которой защита должна действовать на сигнал и на отключение, например, 98 % и 110 % соответственно.

При аварийном отключении двигателя защитой от перегрузки его пуск в дальнейшем блокируется до охлаждения двигателя до заданной температуры.

Текущее значение температуры двигателя можно вывести на дисплей реле с пульта соответствующей командой.

Как выше отмечалось, цифровые реле измеряют значения симметричных составляющих токов прямой и обратной последовательностей ($I_{пр}$ и $I_{обр}$). Последняя появляется при несимметрии и неполнофазном режиме. Составляющая обратной последовательности генерирует в роторе двигателя токи значительной амплитуды, которые создают существенное повышение температуры в обмотке ротора и его вибрацию. Поэтому в цифровых реле с превышением величины $I_{обр}$ значения порога срабатывания (уставки) специальная защита от несимметрии отключает двигатель с выдержкой времени. Кроме того, повышенная интенсивность нагрева двигателя при появлении тока обратной последовательности учитывается в тепловой модели следующим образом.

Вычисляется эквивалентный ток:

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{I_{\text{пр}}^2 + KI_{\text{обр}}^2},$$

где K – коэффициент усиления влияния тока обратной последовательности на допустимую перегрузку.

При отсутствии необходимых данных значение K принимается равным 4 для отечественных двигателей и около 6 для зарубежных.

Вычисление кратности тока I^* в выражении (6.3) производится по величине эквивалентного тока.

Например, определим допустимое время перегрузки двигателя при неполнофазном режиме (обрыв провода на линии 110 кВ). В этом случае, поскольку $I_{\text{пр}} = I_{\text{обр}}$, значение эквивалентного тока составит

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{I_{\text{пр}}^2 + 4I_{\text{пр}}^2} = 2,236I_{\text{пр}}.$$

Подставив в выражение (6.3) значение $I_{\text{экв}}$ при времени $t = 43$ с, получим:

$$\theta = (2,236/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-43/300}) + 0,91e^{-43/300} \cdot 0,5 = 100 \, \%.$$

Следовательно, данный двигатель при неполнофазном режиме отключится защитой от перегрузки за время около 45 с.

Следует отметить, что при тепловых расчетах реальное значение пускового тока двигателя необходимо вычислять по выражению (6.1.а).

7 ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6÷35 кВ

Сети 6÷35 кВ в отечественной практике работают с изолированной или компенсированной через дугогасящий реактор нейтралью. Поэтому значения емкостных токов однофазного замыкания (ОЗ) на землю невелики, они не превышают 20-30 А. Как правило, при ОЗ не требуется немедленного отключения поврежденного присоединения, а необходимо принять меры по переводу нагрузки на резервный источник, а затем отключить поврежденную линию. Надо помнить, что в случае дугового ОЗ на одном из присоединений во всей электрически связанной сети возникают опасные перенапряжения (до $3,5U$ фаз), воздействующие на изоляцию электроустановок. Эта одна из главных причин выхода из строя высоковольтных двигателей, подключенных к разветвленной сети 6(10) кВ.

В соответствии с ПУЭ для селективного обнаружения однофазных замыканий на каждом присоединении должна быть установлена защита от замыканий на землю (защита нулевой последовательности), которая в одних случаях действует на сигнал, в других – на отключение. В частности, на тех электродвигателях, у которых емкостной ток замыкания на землю превышает 5 А (первичных), защита должна действовать на отключение без замедления. Вместе с тем, практика показала, что и при меньших 5 А токах ОЗ желательно двигатель отключать, поскольку длительное воздействие токов ОЗ на изоляцию двигателя приводит к переходу однофазного замыкания к двухфазному КЗ. Для пояснения принципа действия защиты от замыкания на землю на рис. 7.1 показано распределение емкостных токов в поврежденном и неповрежденных элементах сети.

При замыкании на землю одной из фаз, например, линии ЛЗ по "здоровым" фазам неповрежденных линий Л1, Л2 будут протекать емкостные токи, значение которых зависит от величины емкости линии относительно земли, а следовательно, от параметров линии (длина, сечение и т.д.). В поврежденной линии ЛЗ эти токи складываются и проходят через точку

замыкания на землю. Для выделения емкостного тока из общего тока нагрузки линии применяют фильтр тока нулевой последовательности, в виде трансформатора токов НП типа ТЗЛ (надевается на кабель).

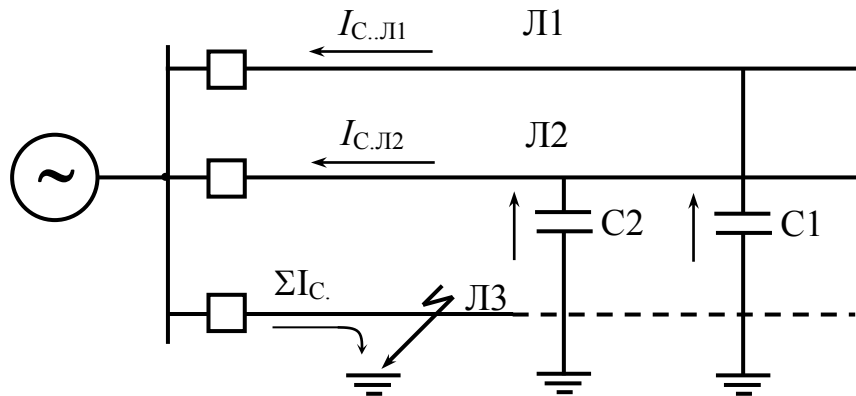


Рис. 7.1 Распределение емкостных токов при замыкании на землю

Признаки, по которым можно отличить поврежденную линию от неповрежденной следующие.

- 1) Величина тока нулевой последовательности ($3I_0$) в неповрежденной линии меньше, чем в поврежденной.
- 2) Направление вектора тока $3I_0$ в поврежденной и неповрежденной линиях противоположное.

На практике применяют два вида защит от замыкания на землю: ненаправленную (по 1-му признаку) и направленную (по 2-му признаку).

Определить направление тока $3I_0$ можно, если его вектор сравнить с неким вектором базовой величины, в качестве которого принят для всех линий вектор напряжения нулевой последовательности $3U_0$, получаемый от обмотки разомкнутого треугольника трансформатора напряжения типа НТМИ. В неповрежденных линиях протекают емкостные токи, поэтому векторы токов $3I_0$ в неповрежденных линиях опережают вектор напряжения $3U_0$ на 90° . Следовательно, вектор тока $3I_0$ в поврежденной линии отстает от вектора $3U_0$ на 90° . Поэтому в аналоговых реле типов ЗЗП-1М и ЗЗН применяется измерительный орган направления мощности нулевой последовательности с углом максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч} = +90^\circ$.

В цифровых защитах нулевой последовательности применяются те же принципы построения, что и в аналоговых защитах.

7.1 Выбор тока срабатывания ненаправленной защиты

Уставка по току рассчитывается по условию несрабатывания защиты от собственного емкостного тока данного присоединения (линии или электродвигателя) по выражению:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.пр}, \quad (7.1)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;

$K_{бр}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги; для цифровых реле $K_{бр}=1,8÷2$; для аналогового реле типа РТЗ-51 $K_{бр}=2,5$;

$I_{с.пр}$ – собственный емкостной ток защищаемого присоединения.

Для воздушных линий значение емкостного тока определяется по эмпирической формуле:

$$I_c = 2,7 \cdot U_{ном} \cdot l \cdot 10^{-3}, \text{ А}$$

где l – длина линии, км;

$U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение, кВ.

Для кабельных линий значение $I_{с.пр}$ можно определить по табл. 7.1.

Значение емкостного тока электродвигателя ориентировочно определяется по формулам:

$$\text{при } U_{ном} = 6 \text{ кВ} \quad I_{с.дв} = 0,017 S_{ном.дв};$$

$$\text{при } U_{ном} = 10 \text{ кВ} \quad I_{с.дв} = 0,03 S_{ном.дв};$$

где $S_{ном.дв} = P_{ном.дв} / (\eta \cdot \cos \varphi)$; η – к.п.д.;

$P_{ном.дв}$ – номинальная мощность, МВт.

Таблица 7.1 Удельные значения емкостных токов в кабельных линиях

Сечение жил кабеля мм ²	Удельное значение емкостного тока, А/км	
	при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

Более точно значение $I_{с.дв}$ рекомендуется определять экспериментально. При этом, если двигатель глухо подключен к питающей его кабельной линии, в начале которой установлена защита с выключателем, то в выражении (7.1) значение $I_{с.пр}$ представляет собой сумму токов $I_{с.каб} + I_{с.дв}$.

Выбранный по (7.1) ток срабатывания защиты необходимо проверить по условию чувствительности:

$$K_{ч} = (\sum I_c - I_{с.пр}) / I_{с.з} \geq 1,2 \div 1,5, \quad (7.2)$$

где $\sum I_c$ - суммарный емкостной ток всех присоединений данной электрической сети, с учетом возможного отключения одного из них на ремонт.

Сравнив выражения (7.1) и (7.2) увидим, что выполнить достаточно чувствительную ненаправленную защиту можно лишь в том случае, если значение $\sum I_c$ превышает величину $I_{c.пр}$ более, чем в 5 раз. То есть такую защиту можно применить только в достаточно разветвленной электрической сети. Вместе с тем, надежность ненаправленной защиты выше, чем направленной.

7.2 Выбор параметров срабатывания направленной защиты

Направленная защита применяется в сетях с токами замыкания на землю более 0,5÷0,6 А (первичных) и в случае недостаточной чувствительности ненаправленной защиты.

В качестве уставок направленной защиты в цифровое реле вводятся следующие параметры:

- значение напряжения $3U_0 = 15 \div 20$ В для отстройки от небаланса фильтра напряжения нулевой последовательности;
- характеристический угол $\varphi_{м.ч} = +90^\circ$;
- выдержка времени срабатывания; для электродвигателей выбирается $t_{с.з} = 0,1$ с, но допускается $t_{с.з} = 0,5$ с в случае применения линейных трансформаторов тока в трех фазах;
- значение тока срабатывания защиты $I_{с.з} = 3I_0$.

Уставка по току выбирается по условию обеспечения гарантированного коэффициента чувствительности, равного 2:

$$I_{с.з} = (\sum I_c - I_{с.пр}) / 2.$$

Значение $I_{с.з}$ должно быть более 0,3 А (первичных), иначе может произойти неселективное срабатывание цифрового реле при внешних замыканиях на землю.

7.3 Защита от замыкания на землю в сетях с компенсированной нейтралью

В разветвленных электрических сетях 6÷35 кВ при относительно больших емкостных токах замыкания на землю более 20÷30А в нейтраль включают индуктивность, резонансно-настроенную с емкостью сети (дугогасящий реактор – ДГР). В настоящее время серийно выпускаются автоматические регуляторы ДГР типа РУОМ. Этот ДГР при отсутствии ОЗ работает в режиме холостого хода, но его автоматика постоянно следит за изменением емкости сети и в момент возникновения ОЗ выводит ДГР на режим, близкий к резонансной настройке. При полной компенсации емкости сети в точке замыкания на землю ток практически отсутствует. В этой связи рассмотренные выше защиты, реагирующие на ток $3I_0$ принципиально не могут быть использованы в компенсированных сетях. Для таких сетей заводом ЭТЗ "Чебоксары" выпускается переносное аналоговое устройство

сигнализации типа УСЗ-3М, принцип действия которого основан на измерении гармонических составляющих тока ОЗ (от 150 до 650 Гц) в каждом присоединении. Поврежденное присоединение определяется по наибольшему значению высокочастотных составляющих тока ОЗ (относительный замер). В цифровом реле типа SPAC-800 используется такой же принцип действия, но измерение производится одновременно в каждом присоединении, а результаты выводятся на дисплей.

В цифровом реле типа Seram 2000 для компенсированных сетей применяется направленная защита от замыкания землю, реагирующая на направление вектора активной составляющей тока замыкания на землю ($3I_0$). Величина активной составляющей тока очень мала, но цифровой принцип измерения позволяет его обнаружить и сравнить с уставкой. Защита характеризуется своей способностью обнаружения кратковременных повторяющихся замыканий на землю в течение выдержки времени при перемежающейся дуге. Надо отметить, что в зарубежной практике сети с компенсированной нейтралью в настоящее время практически не применяются, следовательно, отсутствует достаточный опыт эксплуатации и есть сомнения в надежности такой защиты. Однако, надо иметь в виду, что в компенсированных сетях защита от ОЗ действует только на сигнал, а не на отключение.

За рубежом, а также у нас на блочных электростанциях, в основном применяются сети 6 (10) кВ с нейтралью, заземленной через резистор (резистивное заземление нейтрали). Основное преимущество резистивного заземления нейтрали заключается в том, что при дуговых замыканиях на землю в сети не возникает опасных коммутационных перенапряжений. Такие сети характеризуются относительно большим до 40А током замыкания на землю (активным), поэтому в них применяют либо ненаправленную защиту (см. п. 7.1), либо направленную (см. п. 7.2). В последней устанавливают характеристический угол $\varphi_{м.ч} = 0$.

8 ЛОГИЧЕСКАЯ СЕЛЕКТИВНОСТЬ КАК ФУНКЦИЯ ЦИФРОВЫХ РЕЛЕ

Принцип логической селективности давно известен, но реализация его на аналоговых реле затруднительна. Цифровые реле, как правило, объединены линией связи – проводной "витая пара", оптико-волоконной или телефонной (через модем) с целью передачи (приема) информации на центральный диспетчерский пункт в системе АСУ ТП. Эта связь позволяет передавать и принимать сигналы логического ожидания от одного реле к другому реле, размещенных на разных объектах.

Принцип логической селективности заключается в следующем (рис. 8.1). В каждом цифровом реле 1, 2, 3, 4 используется отдельная ступень токовой защиты, имеющая такую же уставку по току как и последняя самая чувствительная ступень максимальной токовой защиты (МТЗ). Время срабатывания этой отдельной ступени примерно равно 0,2 с, т.е. она

быстродействующая. Однако данная ступень может быть заблокирована сигналом логического ожидания (ЛО), переданного по каналу связи от реле предыдущей защиты. Реле может сигнал ЛО передавать транзитом на вышестоящие последующие элементы.

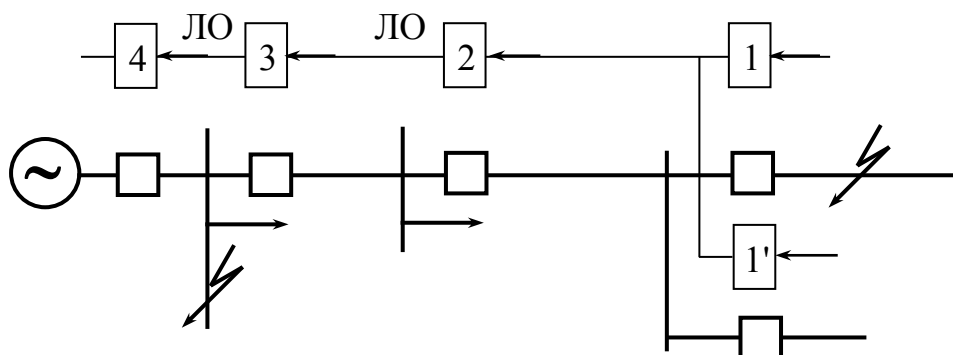


Рис. 8.1 Логическая селективность в радиальной сети

Когда короткое замыкание происходит в радиальной сети, ток КЗ протекает по цепи от источника питания до точки КЗ. Например, при КЗ в точке К1 активизируются пусковые органы предыдущей 1 и последующей 2 защит. Реле 1 передает на все последующие защиты 2, 3, 4 сигнал логического ожидания и быстродействующие их ступени блокируются. Но обычная МТЗ с временной селективностью остается в работе. В данном примере без выдержки времени сработает реле 1 и отключит КЗ в точке К1. При коротком замыкании в точке К2 предыдущие реле 1, 2, 3 не активизируются, поскольку через них ток КЗ не проходит. Реле 4 не получает сигнал ЛО и поэтому отключит КЗ без замедления. Таким образом, функция логической селективности, в отличие от классической МТЗ, обеспечивает селективность без накопления выдержек времени на головных элементах. Основное требование данной функции – необходимость иметь высоконадежные линии связи. За счет способности цифровых реле к самодиагностике в том числе и линий связи указанное требование выполняется.

Частным случаем применения функции логической селективности является **логическая защита шин подстанции**. Короткие замыкания на сборных шинах 6 (10) кВ могут вызвать серьезные последствия и поэтому желательно их немедленно отключать. Однако, классические МТЗ секционного и вводного выключателей (см. рис. 5.2) имеют выдержки времени. Для реализации логической защиты шин цифровые реле на всех присоединениях подстанции объединяются по цепи передачи сигнала логического ожидания на входы реле секционного и вводного выключателей. При КЗ на шинах защиты секционного или вводного выключателей без замедления отключат повреждение при условии, что не запустилась защита ни на одном из отходящих фидеров. Пуск защиты на каком-либо фидере свидетельствует о внешнем, по отношению к шинам, замыкании.

Противопоказанием к применению логической защиты шин является двигательная нагрузка на фидерах. В случае замыкания на шинах двигателя

подпитывают точку КЗ. Это может привести к запуску защит на отходящих фидерах, а, следовательно, к задержке в отключении выключателя ввода. В этом случае преимущества, даваемые логической связью защит, теряются.

Большинство цифровых реле оборудованы **устройством резервирования отказа выключателя (УРОВ)**. Защиты отходящих линий и электродвигателей комплектуются датчиками УРОВ, а защиты секционного выключателя, ввода и трансформатора – приемниками УРОВ. Датчик УРОВ формирует выходной дискретный сигнал при срабатывании защиты и отказе своего выключателя. Выходной сигнал формируется с выдержкой времени 0,2-0,3 с после подачи команды на отключение выключателя. Приемники УРОВ получают сигнал от датчиков и своим собственным пусковым органом контролируют наличие КЗ в зоне действия УРОВ. При выполнении этих двух условий происходит отключение либо одной секции, либо системы шин подстанции. Устройство УРОВ рекомендуется вводить в работу на тех присоединениях подстанции, где не обеспечивается дельнее резервирование МТЗ ввода или секционного выключателя. Это, например, отходящие линии большой протяженности. Также УРОВ целесообразно применять в тех случаях, когда МТЗ резервной защиты имеет чрезмерно большую выдержку времени.

9 ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА ЦИФРОВЫХ РЕЛЕ

Противоаварийная автоматика предназначена для быстрого восстановления нормального электроснабжения после аварийного отключения поврежденного элемента сети. Виды противоаварийной автоматики и в каких цифровых реле они используются следующие:

- автоматическое повторное включение (АПВ) – в реле защиты линий;
- автоматическая частотная разгрузка (АЧР) – в реле защиты двигателей;
- автоматический ввод резерва сети (АВР) – в реле защиты секционного выключателя.

В реле защиты линии предусмотрено двухкратное АПВ с регулируемой выдержкой времени срабатывания, обычно АПВ 1-го крата работают с выдержкой 1÷3 с, а 2-го крата - 10÷15 с. Если в составе нагрузки линии имеются синхронные двигатели (СД), то выдержка времени АПВ должна быть больше времени срабатывания защиты минимального напряжения двигателей (см. п. 6.2) или времени гашения магнитного поля СД с целью недопущения несинхронного включения СД в противофазу.

Применение АПВ целесообразно в первую очередь на воздушных линиях, где успешность АПВ достигает 70 % случаев отключений линии. На кабельных линиях успешность АПВ не превышает 5 %. Следует отметить, что алгоритм АПВ в цифровых реле разработан с учетом всех требований ПУЭ и ПТЭ, т.е. срабатывание АПВ происходит только после неоперативного отключения выключателя, а специальная задержка ввода в

работу АПВ исключает повторную подачу напряжения при оперативном включении выключателя на устойчивое КЗ. Предусмотрена также функция ускорения срабатывания максимальной токовой защиты выключателя после АПВ. На линиях с двухсторонним питанием применяется АПВ с ожиданием или улавливанием синхронизма.

Устройство АЧР предназначено для автоматического отключения части потребителей при возникновении дефицита активной мощности в энергосистеме, т.е. когда генерируемая мощность внезапно становится меньше потребляемой мощности.

Устройством АЧР оборудуются наиболее мощные потребители, например, крупные электродвигатели напряжением выше 1 кВ. Поэтому в цифровых реле защиты двигателей предусматривается функция АЧР. Уставками АЧР являются минимальная частота и выдержка времени. Различают две очереди АЧР. АЧР1 имеет единую для всех потребителей выдержку времени, равную 0,5 с и различные уставки по частоте в диапазоне от 49 до 46,5 Гц, через каждые 0,1 Гц. АЧР2 наоборот – единую уставку по частоте 49,2 Гц, но разные выдержки времени от 5 до 120 с, через каждые 3 с. Значение уставок АЧР для каждого потребителя задает служба РЗА энергосистемы. К устройствам АЧР-1 подключаются наиболее мощные потребители (преимущественно 2-ой и 3-ей категории надежности) с той целью, чтобы не допустить даже кратковременного снижения частоты до уровня 45 Гц, при котором наступает лавина напряжения и частоты, в результате чего энергосистема разваливается.

Устройство АВР предназначено для восстановления электроснабжения потребителей от резервного источника питания в случае повреждения основного источника. На двухтрансформаторных подстанциях или распределительных пунктах (РП) функцию АВР выполняет цифровое реле секционного выключателя (СВ). Иногда устанавливают два реле: одно (основное) на СВ, а другое (вспомогательное) на секционном разъединителе. Такое двухрелейное исполнение позволяет проще выполнить АВР двухстороннего действия, т.е. избирательно отключать выключатель ввода поврежденного источника питания. Пуск АВР осуществляется по факту глубокого провала напряжения U_1 на одной из секций шин 6(10) кВ в течение заданного времени и при наличии напряжения U_2 на другой (резервной) секции шин. Команда на включение СВ подается только после исполнения команды "отключить" выключателя ввода, потерявшего питание. Уставками АВР на цифровом реле являются: значение минимального напряжения $U_1 \leq 0,3 \div 0,5 U_{\text{ном}}$, значение максимального напряжения $U_2 \geq 0,9 U_{\text{ном}}$ и выдержка времени t_{ABP} . Значение t_{ABP} выбирается большей из двух следующих условий:

- t_{ABP} должно быть больше наибольшей выдержки времени срабатывания релейных защит как питающего источника, так и отходящих линий;
- t_{ABP} должно быть больше выдержки времени АПВ 1-го крата питающего источника (кроме подстанций с синхронными двигателями).

В многоступенчатой радиальной сети, в которой установлены АВР на разных уровнях (РП, ЦРП, ГПП и т.д.) выдержки времени АВР должны быть согласованы между собой и соблюдено условие: чем ближе к источнику питания расположено АВР, тем меньше его выдержка времени.

В случае питания от секций шин крупных электродвигателей, напряжение на потерявшей питание секции может продолжительное время поддерживаться за счет ЭДС выбегающих двигателей. Для ускорения АВР в этом случае используют фактор снижения частоты до уровня $47 \div 48$ Гц.

Особых условий в выполнении алгоритма АВР требуется на подстанциях с синхронными двигателями и при желании потребителя обеспечить самозапуск этих двигателей. В этом случае можно применить специальное реле защиты сборных шин с версией Seram 2000-ZMDG. Данное реле не только быстро обнаруживает факт потери питания, но и управляет возбудителями синхронных двигателей, обеспечивая форсированное гашение поля и ресинхронизацию СД. Потеря питания обнаруживается по появлению потока обратной активной мощности в СД и снижению частоты до 48 Гц. При этом реле подает команду на гашение поля СД и через заданную выдержку времени приходит в действие АВР.

Надо отметить, что цифровое реле прежде чем подать очередную команду на исполнительный механизм, проверяет состояние дискретных входных сигналов: контакты положения выкатных ячеек, наличие оперативного тока, положение ключей управления, исполнение предыдущей команды и т.д. В этой связи надежность защит с цифровыми реле существенно возрастает.

10 УПРОЩЕННАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА УСТАВОК РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ

Исходной расчетной точкой при определении токов КЗ являются шины низкого (НН) или среднего напряжения (СН) главной понизительной подстанции (ГПП), от которой питается заданная распределительная сеть. Силовые трансформаторы ГПП с высшим напряжением (ВН) 35, 110 кВ и более оборудованы устройством РПН. При регулировании напряжения переключателем РПН изменяется не только коэффициент трансформации, но и реактивное сопротивление трансформатора. Кроме того энергосистема, питающая трансформатор, так же изменяет свое реактивное сопротивление в зависимости от режима работы (максимальный или минимальный). В этой связи в расчетной точке необходимо определить значения как максимальных, так и минимальных токов КЗ для корректного выбора уставок защит.

При определении сопротивления короткого замыкания (реактанса) в расчетной точке, т.е. на шинах НН подстанции рекомендуется пользоваться следующими обобщенными выражениями, справедливыми для любого типа трансформатора.

$$x_{\text{нн.мин}} = \frac{U_{\text{нн}}^2}{U_{\text{ном.вн}} \left[\frac{x_{\text{с.мах}}}{U_{\text{ср.вн}} (1 - \Delta U)} + \frac{U_{\text{ср.вн}} (1 - \Delta U) \cdot u_{\text{к.мин}}}{100 S_{\text{н.тр}}} \right]}; \quad (10.1)$$

$$x_{\text{нн.мах}} = U_{\text{нн}}^2 \left[\frac{x_{\text{с.мин}}}{U_{\text{мах.вн}}^2} + \frac{u_{\text{к.мах}}}{100 S_{\text{н.тр}}} \right], \quad (10.2)$$

где $U_{\text{нн}}$ – номинальное напряжение трансформатора стороны НН, кВ; в зависимости от типа трансформатора может иметь значение 6,6; 6,3; 11 кВ;

$U_{\text{ном.вн}}, U_{\text{ср.вн}}, U_{\text{мах.вн}}$ – значения соответственно номинального, среднего и максимального напряжений питающей энергосистемы, равные 110, 115, 126 кВ или 35, 37, 40,5 кВ;

ΔU – относительный диапазон регулирования напряжения переключателем РПН, равный 0,16 или 0,1 соответственно при пределах регулирования $\pm 16\%$ и $\pm 10\%$;

$S_{\text{н.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А; для 2-х обмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой принимается значение $0,533 S_{\text{н.тр}}$;

$x_{\text{с.мах}}, x_{\text{с.мин}}$ – значения реактансов на шинах 110 (35) кВ данной подстанции, Ом; получают по запросу от службы РЗА энергосистемы;

$u_{\text{к.мин}}, u_{\text{к.мах}}$ – значения напряжения короткого замыкания на крайних ответвлениях регулируемой обмотки ВН трансформатора, %; определяются из паспорта на данный трансформатор или по табл. 10.1.

Для трехобмоточного трансформатора в (10.1, 10.2) подставляют следующие значения:

если рассчитывается $x_{\text{нн}}$ на шинах 6(10) кВ, то $u_{\text{к}} = u_{\text{к.вн-нн}}$, т.е. принимается значение $u_{\text{к.мин(мах)}}$ между обмотками высокого и низкого напряжения;

если рассчитывается реактанс $x_{\text{сн}}$ на шинах среднего напряжения 35 кВ, то вместо $U_{\text{нн}}$ принимается номинальное напряжение трансформатора стороны СН, равное 38,5 кВ, а вместо $u_{\text{к}}$ подставляется эквивалентное значение, определяемое из следующего выражения:

$$u_{\text{к}} = 0,5(u_{\text{к.вн-нн}} + u_{\text{к.вн-сн}} - u_{\text{к.сн-нн}}). \quad (10.3)$$

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

$$I_{\text{к.нн.мах(мин)}}^{(3)} = U_{\text{нн}} / (\sqrt{3} \cdot x_{\text{нн.мин(мах)}}). \quad (10.4)$$

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

$$I_{\text{к.вн.мах}}^{(3)} = I_{\text{к.нн.мах}}^{(3)} \cdot U_{\text{нн}} / [U_{\text{ср.вн}} (1 - \Delta U)]; \quad (10.5)$$

$$I_{\text{к.вн.мин}}^{(3)} = I_{\text{к.нн.мин}}^{(3)} \cdot U_{\text{нн}} / U_{\text{мах.вн}}. \quad (10.6)$$

Пример. Определить токи короткого замыкания на шинах 6 и 35 кВ подстанции (ГПП) с трехобмоточными трансформаторами типа ТДТН-16000/115/38,5/6,6, у которых

$$\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16 \%,$$

$$u_{\text{к.вн-нн.min(max)}} = 16,4(18,5) \%;$$

$$u_{\text{к.вн-сн.min(max)}} = 9,5(11,69) \%;$$

$$u_{\text{к.сн-нн}} = 6 \%.$$

Данные реактансов на шинах 110 кВ подстанции известны:
 $x_{\text{с.мах}} = 21,42 \text{ Ом}, x_{\text{с.min}} = 57,66 \text{ Ом}.$

Определяем по (10.1), (10.2) сопротивления КЗ на шинах 6 кВ:

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

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

Находим сопротивления КЗ на шинах 35 кВ, для чего сначала определяем по (10.3) эквивалентные напряжения КЗ трансформатора:

$$u_{\text{к.min}} = 0,5(16,4 + 9,5 - 6) = 9,95 \%;$$

$$u_{\text{к.мах}} = 0,5(18,5 + 11,69 - 6) = 12,1 \%;$$

$$x_{\text{сн.min}} = \frac{38,5^2}{110} \left[\frac{21,42}{115(1-0,16)} + \frac{115(1-0,16) \cdot 9,95}{100 \cdot 16} \right] = 11,08 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{сн.мах}} = 38,5^2 \left[\frac{57,66}{126^2} + \frac{12,1}{100 \cdot 16} \right] = 16,59 \text{ Ом}.$$

Рассчитываем токи КЗ на шинах НН и СН по (10.4):

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

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

$$I_{\text{к.сн.мах}}^{(3)} = 38500 / (\sqrt{3} \cdot 11,08) = 2006 \text{ А};$$

$$I_{\text{к.сн.min}}^{(3)} = 38500 / (\sqrt{3} \cdot 16,59) = 1340 \text{ А}.$$

Найденные токи КЗ приводим к стороне ВН трансформатора по (10.5, 10.6):

$$I_{\text{к.вн.мах(н н)}}^{(3)} = 7938 \cdot 6,6 / [115(1-0,16)] = 542 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{к.вн.мах(с н)}}^{(3)} = 2006 \cdot 38,5 / [115(1-0,16)] = 799 \text{ А};$$

$$I_{\text{к.вн.min(с н)}}^{(3)} = 1340 \cdot 38,5 / 126 = 409 \text{ А}.$$

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

Для определения токов КЗ на фидерах, отходящих от шин подстанции, т.е. в заданной распределительной сети 6, 10, 35 кВ к найденным значениям $x_{\text{нн}}$ ($x_{\text{сн}}$) прибавляют сопротивление линии фидера, причем обязательно с учетом активного сопротивления кабельной или воздушной линии (см. табл. 10.3):

$$Z_{\text{л}} = r_{\text{каб}} + j(x_{\text{каб}} + x_{\text{нн}}),$$

затем по выражению (10.4) определяют токи КЗ.

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

В последнее время при реконструкции подстанции ГПП применяют зарубежные трансформаторы, например польские типа TNORD – 16000/115/6,3 или TNORD – 25000/115/6,3. У них пределы регулирования РПН составляют $\pm 10\%$. Следовательно, в выражения (10.1) и (10.2) необходимо подставить $\Delta U = 0,1$ и $U_{\text{нн}} = 6,3$ кВ. При этом, если в паспорте на трансформатор отсутствуют данные значений $u_{\text{к.мин}}$ и $u_{\text{к.мак}}$, то рекомендуется принимать приближенные значения $u_{\text{к}}$, исходя из линейной интерполяции между средним и крайним значениями $u_{\text{к}}$ отечественных трансформаторов такой же мощности и имеющих $\Delta U_{\text{РПН}} = 16\%$.

Например, если для отечественного трансформатора $u_{\text{к}}(-16\%) = 9,8\%$; $u_{\text{к}}(+16\%) = 11,71\%$; $u_{\text{к.ср}} = 10,5\%$, то для польского трансформатора такой же мощности получим:

$$\begin{aligned} u_{\text{к.мин}} &= 10,5 - \frac{10}{16}(10,5 + 9,8) = 10,06\%; \\ u_{\text{к.мак}} &= 10,5 + \frac{10}{16}(11,71 - 10,5) = 11,26\%. \end{aligned} \tag{10.7}$$

Вместе с тем, для точного определения значений $u_{\text{к.мин (мак)}}$ необходимо либо запросить данные у производителя трансформатора, либо провести опыт короткого замыкания в соответствии с ГОСТ 12965-74.

10.1 Особенности расчета токов КЗ при коротких замыканиях за приемными трансформаторами 6/0,4 кВ

Для выбора уставок релейных защит блока линия – трансформатор (см. п. 4.3) необходимо знать величины токов короткого замыкания не только в конце линии, т.е. на выводах ВН приемного трансформатора, но и значения токов КЗ на стороне низкого напряжения 0,4 кВ трансформатора, приведенные к высокой стороне. При этом рассчитываются как трехфазные, так и однофазные КЗ, поскольку на стороне 0,4 кВ нейтраль заземлена.

Для определения токов трехфазного КЗ вначале рассчитывается сопротивление трансформатора по следующему выражению:

$$x_{\text{тр}}^{(3)} = \frac{u_{\text{к}} \cdot U_{\text{ср.ВН}}^2}{100 S_{\text{тр}}},$$

где u_k – напряжение короткого замыкания; в зависимости от мощности трансформатора значение u_k составляет от 4,5 до 5,5 % (определяются по паспорту или каталогу);

$U_{\text{ср.ВН}}$ – среднее напряжение стороны ВН, равное 6,3 кВ;

$S_{\text{тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Например, трансформатор мощностью 400 кВА имеет:

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

Это значение примерно на порядок больше, чем сопротивление питающей его сети. Поэтому при расчете тока КЗ допускается не учитывать сопротивление питающей сети, а, следовательно, и нет необходимости в определении максимального и минимального тока КЗ. Однако для более мощных трансформаторов следует сложить сопротивления $x_{\text{тр}}^{(3)} + x_{\text{нн. min}} + x_{\text{каб}}$ и по выражению (4.4) определить максимальный ток трехфазного металлического КЗ за трансформатором. Реальный ток КЗ всегда ниже расчетного значения, поскольку в цепях 0,4 кВ существенную роль играют переходные сопротивления контактных соединений сборок и сопротивление дуги. Несоответствие расчетного и реального значения токов КЗ должно учитываться при выборе уставок защит с помощью коэффициентов чувствительности и надежности согласования.

При определении тока однофазного КЗ необходимо прежде всего узнать группу соединений обмоток трансформатора 6/0,4 кВ. Если группа соединений обмоток трансформатора Δ/Y , то можно считать, что сопротивление прямой последовательности равно сопротивлению нулевой последовательности, т.е. $x_{\text{тр}}^{(3)} = x_{\text{тр}}^{(1)}$, и, следовательно, токи однофазного и трехфазного замыкания примерно равны между собой: $I_k^{(1)} \approx I_k^{(3)}$. Если группа соединений обмоток трансформатора Y/Y_0 , то здесь ток однофазного КЗ намного меньше тока трехфазного замыкания. Это объясняется тем, что при однофазном КЗ в обмотке 0,4 кВ трансформатора протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательности, в то время как в обмотке 6 кВ – только токи прямой и обратной последовательностей. В результате токи нулевой последовательности являются целиком намагничивающими токами. Магнитные потоки, создаваемые этими токами во всех стержнях магнитопровода направлены в одну сторону и поэтому замыкаются через стенки бака, изолирующей среды, стяжные болты, что и определяет высокое значение сопротивления нулевой последовательности по сравнению с сопротивлением прямой последовательности этих трансформаторов.

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

$$I_{\text{к.нн}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{z_{\text{тр}}^{(1)} / 3},$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение стороны НН, равное 230 В.

$z_{\text{тр}}^{(1)} / 3$ – значение сопротивления однофазного замыкания, отнесенное к стороне НН; эти значения приведены в табл. 10.2 в зависимости от мощности трансформатора.

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

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

Этот же ток, приведенный к стороне ВН, будет соответствовать:

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

Полученный ток на стороне ВН распределяется по фазам следующим образом. В одной из фаз его величина составляет $\frac{2}{3} I_{\text{к.вн}}^{(1)}$, а в двух других фазах – $\frac{1}{3} I_{\text{к.вн}}^{(1)}$. Таким образом, при оценке чувствительности МТЗ такого трансформатора для реле Seram 2000, а также для обычных защит в трехрелейном исполнении, значение тока однофазного КЗ принимается равным $\frac{2}{3} I_{\text{к.вн}}^{(1)}$ (см. п. 4.3).

Таблица 10.1 Расчетные значения напряжения короткого замыкания (u_k , %) на крайних ответвлениях регулируемой обмотки 110 кВ, отнесенные к номинальной мощности трансформатора и напряжениям соответствующих крайних ответвлений, при $\Delta U_{РПН} = \pm 16$ %

Тип трансформатора	Значение u_k , % между обмотками						
	ВН-НН			СН-НН	ВН-СН		
	мин	ср	макс	ср	мин	ср	макс
Двухобмоточные трансформаторы, в том числе с расщепленными обмотками							
ТДН-10000/115/6,6	8,70	10,5	12,36	—	—	—	—
ТДН-16000/115/6,6	9,80	10,5	11,71	—	—	—	—
ТДН-25000/115/6,3–6,3	9,84	10,5	11,72	—	—	—	—
ТДН-32000/115/6,3–6,3	9,77	10,5	11,58	—	—	—	—
ТДН-40000/115/6,3–6,3	9,59	10,5	11,46	—	—	—	—
Трехобмоточные трансформаторы							
ТДТН-10000/115/38,5/6,6	16,66	17,0	19,50	6,0	9,99	10,5	12,69
ТДТН-16000/115/38,5/6,6	16,40	17,0	18,50	6,0	9,50	10,5	11,69
ТДТН-25000/115/11/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-25000/115/38,5/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-40000/115/38,5/6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56

Примечания.

1. Таблица составлена по данным ГОСТ и ТУ, действительным на 01.06.1978 г.

2. Значения $u_{k.min}$ соответствуют положению переключателей $\Delta U_{РПН} = -16$ %, $u_{k.cр} - \Delta U_{РПН.cр}$ и $u_{k.max} - \Delta U_{РПН} = +16$ %.

3. Для всех указанных трансформаторов $U_{ном.cр} = 115$ кВ, $U_{ном.min} = 96,6$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = -16$ %); $U_{ном.max} = 133,4$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = +16$ %).

Таблица 10.2 Сопротивление $z_{тр}^{(1)} / 3$ трансформаторов Y/Yo напряжением 6(10)/0,4 кВ для определения токов однофазного КЗ

Мощность трансформатора, кВА	40	63	100	160	250	400	630	1000	1600
$\frac{1}{3} z_{\infty}^{(1)}$, Ом	0,65	0,41	0,26	0,16	0,1	0,065	0,042	0,027	0,018

Таблица 10.3 Удельные активные и индуктивные сопротивления силовых кабелей с поясной изоляцией

Номинальное сечение жил, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км при номинальном напряжении, кВ, равном		
	алюминия	меди	6	10	35
25	1,24	0,74	0,091	0,099	–
35	0,89	0,52	0,087	0,095	–

Продолжение табл. 10.3

50	0,62	0,37	0,083	0,09	–
70	0,443	0,26	0,08	0,086	0,137
95	0,326	0,194	0,078	0,083	0,126
120	0,258	0,153	0,076	0,081	0,120
150	0,206	0,122	0,074	0,079	0,116
185	0,167	0,099	0,073	0,077	0,113
240	0,129	0,077	0,071	0,075	–

11 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦИФРОВЫХ РЕЛЕ

Цифровым реле (ЦР) присущи следующие основные положительные свойства, полностью отсутствующие в аналоговых релейных защитах.

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

2. Непрерывная самодиагностика и высокая аппаратная надежность, практически исключающая возможность отказа защиты при КЗ и как следствие, предотвращающая ущерб от недоотпуска электроэнергии (см. п. 11.1). Аналоговые защиты, как не обладающие свойством самодиагностики, могут оказаться в неисправном состоянии в период между плановыми проверками от 1 до 5 лет и это неизбежно приведет к отказу защиты при коротком замыкании. В случае неисправности ЦР за счет непрерывной самодиагностики мгновенно выдается сигнал неисправности. Следовательно, замена этого реле или неисправного блока происходит оперативно, не ожидая аварийной ситуации на защищаемом элементе. Самодиагностика ЦР кроме того позволяет в несколько раз увеличить период плановых проверок или вообще от них отказаться (экономия в заработной плате за счет уменьшения численности ремонтного персонала). Так по данным сетевого района VIRAT, все подстанции которого оборудованы цифровыми реле (Финляндия), существенно снизились затраты на ремонт, перерывы электроснабжения. На весь ремонт вместо трех ремонтных бригад стала использоваться одна, состоящая из двух рабочих.

3. Ускорение отключения коротких замыканий благодаря существенному уменьшению ступени селективности по времени и точности работы ЦР (может дать экономию за счет применения проводов линии или кабелей меньшего сечения, выбранных по условию их термической стойкости, см. п. 11.2).

11.1 Приближенный расчет ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям при отказе или неселективном срабатывании защиты

Рассмотрим случай отказа аналоговой релейной защиты на одном из присоединений подстанции 110/6 кВ при КЗ в точке К1 на линии данного присоединения (см. рис. 5.2). Отказ защиты и неотключение выключателя $Q_{\text{п}}$ приведет к срабатыванию резервной защиты и отключению выключателя ввода $Q_{\text{в}}$. Следом за этим произойдет АВР секционного выключателя $Q_{\text{с}}$, но поскольку замыкание не устранено АВР будет неуспешным и выключатель $Q_{\text{с}}$ отключится от своей защиты. Таким образом произойдет погашение всей секции шин и потребителей. На однотрансформаторной подстанции отказ одной защиты приведет к погашению всей подстанции. Длительность перерыва электроснабжения зависит от ряда обстоятельств: наличие или отсутствия постоянного дежурного персонала, время на оперативные переговоры, осмотр ЗРУ-6 кВ и поиск отказавшей защиты (обычно все начинается с пробного включения выключателя ввода, затем отключают все присоединения, снова включают ввод и по очереди включают потребители вплоть до поврежденного фидера, затем все повторяется).

Ущерб от прекращения электроснабжения рассчитывается по формуле:

$$y = (a + t \cdot v)p,$$

где p – потребляемая мощность, отключенная в результате отказа релейной защиты (кВт);

t – продолжительность отсутствия электроснабжения (ч);

a – постоянная (фиксированная) часть ущерба, независящая от продолжительности отсутствия электроснабжения (руб/кВт);

v – переменная часть ущерба, зависящая от вида потребительского сектора (руб/кВт).

Средние величины a и v по данным западных исследователей приведены в следующей таблице:

Потребительский сектор	Сельский	Промышленные	Бытовой	Муниципальный	Обслуживание
Постоянная составляющая " a ", USD/кВт	0	1,2	0	0,5	1,1
Переменная составляющая " v ", USD/кВт	8,1	12,2	1,6	4,8	7,8

Пример. Определим стоимость ущерба от внезапного прекращения электроснабжения на время 0,5 часа потребителей, питающихся от двухтрансформаторной подстанции с мощностью трансформаторов по $S_T = 16000$ кВ·А.

Значение p определим по формуле:

$$p = 0,7 \cdot S_T \cdot \cos\varphi \cdot K_c,$$

где K_c – коэффициент спроса (одновременности).

При $K_c = 0,6$

$$p = 0,7 \cdot 16000 \cdot 0,8 \cdot 0,6 = 5400 \text{ кВт.}$$

Стоимость ущерба для сельских потребителей составит

$$y = (0 + 0,5 \cdot 8,1) \cdot 5400 = 21870 \text{ у.е.}$$

Для промышленных потребителей:

$$y = (1,2 + 0,5 \cdot 12,2) \cdot 5400 = 39420 \text{ у.е.}$$

Число отказов релейной защиты в год на одной подстанции при устаревших электромеханических элементах можно принять в среднем равным 0,3. Тогда среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии промышленным потребителям в нашем примере составит около 12000 у.е.

С применением цифровых защит вероятность отказа, по вышеназванным причинам, ничтожно мала. Тогда на подстанции с числом присоединений 6 кВ равным 10 при средней стоимости одного комплекта цифровой защиты 3000 у.е., затраты составят 33000 у.е. Следовательно, срок окупаемости цифровых защит только от предотвращения ущерба, связанного с недоотпуском электроэнергии около 3 лет.

11.2 Пример расчета экономии на сечении проводов линии за счет ускорения отключения КЗ

Минимальное допустимое сечение голых проводов по условиям их термической стойкости при КЗ определяется по выражению:

$$S_{\min} = I_{\text{к.мах}} \sqrt{t_{\text{откл}}} / C_T, \text{ мм}^2,$$

где C_T – параметр; для алюминиевых проводов $C_T = 69,5$ [4];

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.з.уск}} + 2t_{\text{ов}},$$

$t_{\text{ов}}$ – собственное время отключение выключателя;

$t_{\text{с.з.уск}}$ – время срабатывания "ускоренной" защиты после АПВ линии.

Рассматриваются два вида защит на линии 10 кВ, имеющей автоматическое повторное включение (АПВ):

- 1 вид – релейная защита на электромеханических реле типа РТВ с минимальным временем срабатывания 0,7 с, не имеющая ускорения после АПВ (на реле РТВ ускорение невозможно выполнить);
- 2 вид – цифровая защита с временем срабатывания 0,2 с, а по цепи ускорения после АПВ – 0,05 с.

Если принять максимальный ток КЗ $I_{к.маx} = 3600$ А, что соответствует питанию от трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВ·А, то при электромеханических реле минимальное допустимое сечение проводов:

$S_{min} = 3600\sqrt{1,6}/69,5 = 65,5$ мм² или ближайшее стандартное сечение 70 мм² (АС-70). В этом примере $t_{откл} = 0,7+0,7+2\cdot0,1=1,6$ с.

При том же значении тока КЗ, но при использовании цифрового реле $t_{откл} = 0,2+0,05+2\cdot0,1=0,45$ с. Минимальное допустимое сечение проводов:

$$S_{min} = 3600\sqrt{0,45}/69,5 = 34,7 \text{ мм}^2$$

или ближайшее стандартное сечение 35 мм² (АС-35).

Таким образом, при замене электромеханических реле на цифровое сечение проводов линии может быть уменьшено в 2 раза.

При расчете допустимого сечения кабельных линий напряжением до 10 кВ значения параметра C_T принимаются 90 и 140 соответственно для кабелей с алюминиевыми и медными жилами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Овчаренко Н.И. Элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1995.
2. Романюк Ф.А. Информационное обеспечение микропроцессорных защит электроустановок. – Мн.: УП "Технопринт", 2001.
3. Правила устройств электроустановок. 6-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1986. Действие ПУЭ в РБ подтверждено письмом Белэнерго № 51/54 от 02.06.99г.
4. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Корогодский В.И. и др. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
6. Информационные материалы по цифровым реле серии SPACOM, Seram 2000 и БМРЗ.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П.1 Перечень функций, выполняемых цифровым реле Seram 2000(M) защиты электродвигателей 6(10) кВ

Функции защиты	Функции измерения	Функции контроля и управления
защита от перегрева	фазный ток (I ₁ , I ₂ , I ₃)	включение/отключение
макс. токовая в фазах	максиметр фазного тока (I ₁ , I ₂ , I ₃)	удержание/квитирование
макс. токовая на землю	линейное напряжение (U ₂₁ , U ₃₂ , U ₁₃)	блокировка включения
небаланс/макс. обратной послед.	активная и реактивная мощность (P, Q)	сигнализация
блокировка ротора/затянутый пуск	максиметр активной и реактивной мощности	разгрузка
мин. токовая в фазах	коэффициент мощности	повторный пуск
ограничение числа пусков	частота	логическая селективность
мин. напряжения прямой посл.	активная и реактивная энергия ($\pm W_{т.ч}$, $\pm W_{р.ч}$)	контроль команд
чередование фаз	токи отключения (I ₁ , I ₂ , I ₃ , I ₀)	наличие разъема (DPC)
направленная максимальная токовая от замыканий на землю	действующее значение тока	счетчик коммутации
возврат активной мощности	запись осциллограмм аварийных режимов	счетчик часов работы
макс. реактивной мощности	нагрев	счетчик отключений по междофазным КЗ
контроль температуры	время запрета пуска/число пусков до запрета	запуск записи осциллограмм авар. режимов
дифференциальная двигателя	температура	
	чередование фаз	
	коэфф. несимметрии/ток обратной последоват.	
	время пуска и пусковой ток	
	ток нулевой последовательности $3I_0$	
	напряжение нулевой последовательности $3U_0$	
	кумулятивное значение токов отключения и число отключений	
	дифференциальный и сквозной ток	

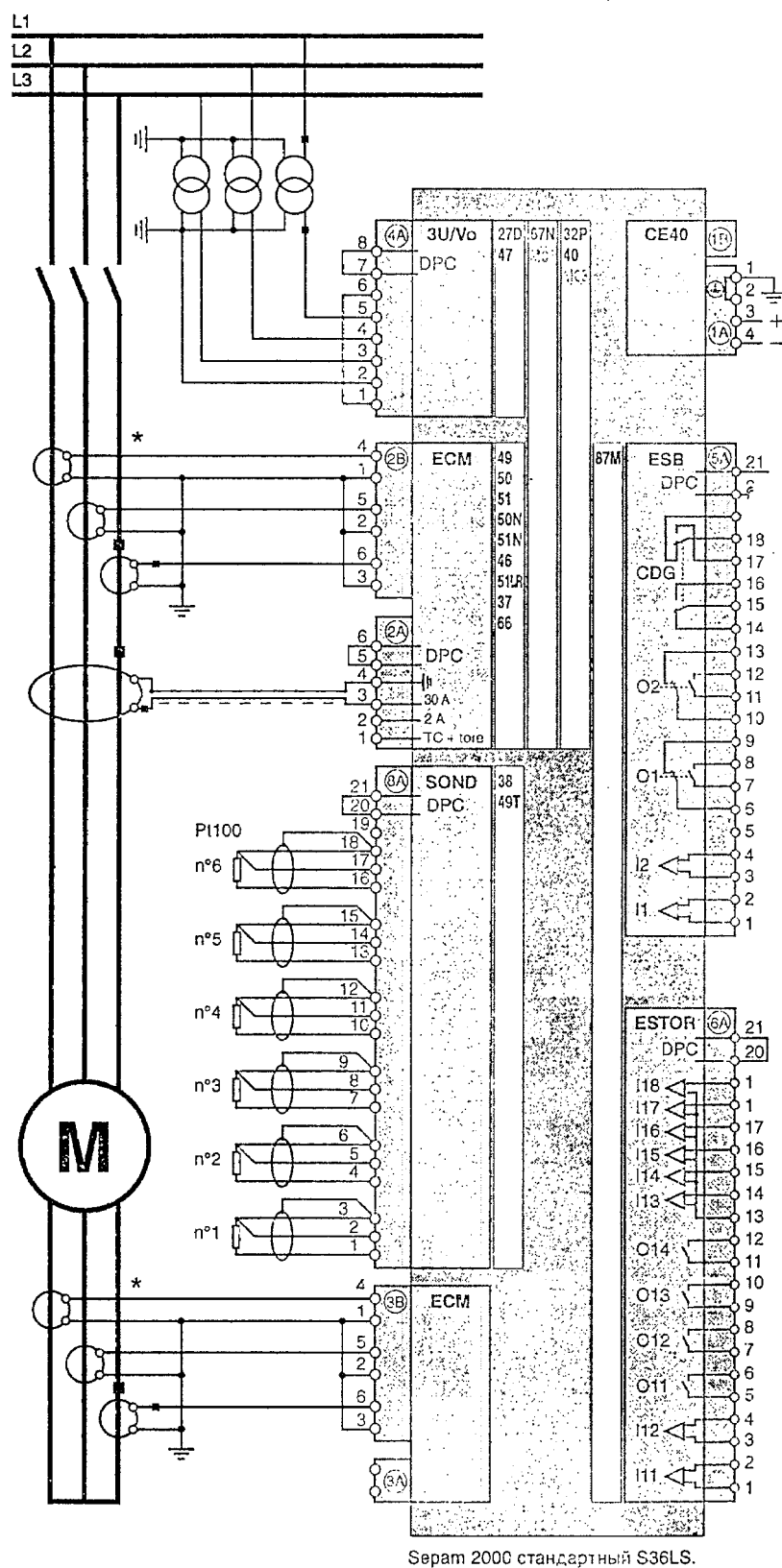


Рис. П.2 Схема подключения цифрового реле типа Seram 2000 M07 (M08, M14) к измерительным трансформаторам в релейной защите электродвигателя

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
Введение	3
1 Основные типы и характеристики цифровых реле	4
2 Устройство и принцип действия цифровых реле	5
2.1 Входные преобразователи сигналов	5
2.2 Выходные релейные преобразователи и блок питания	7
2.3 Тракт аналого-цифрового преобразования	8
2.4 Узел центрального процессора	9
3 Особенности обработки информации в цифровых реле	10
3.1 Частотная фильтрация сигналов	10
3.2 Алгоритмы работы измерительных органов	13
4 Выбор характеристик и расчет уставок ступенчатых токовых защит от междуфазных коротких замыканий	18
4.1 Расчет тока срабатывания МТЗ	18
4.2 Выбор времени срабатывания и типа время-токовых характеристик МТЗ.....	21
4.3 Расчет токовых отсечек	29
5 Защита трансформаторов с высшим напряжением 110 (35) кВ	32
5.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	32
5.2 Расчет максимальных токовых защит на двухтрансформаторной подстанции.....	34
6 Защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ	37
6.1 Выбор токовой отсечки и дифференциальной защиты двигателя	37
6.2 Защита минимального напряжения и особенности защиты синхронных двигателей	38
6.3 Защита от перегрузки на основе тепловой модели	39
7 Защита от замыкания на землю в сетях 6÷35 кВ	43
7.1 Выбор тока срабатывания ненаправленной защиты	44
7.2 Выбор параметров срабатывания направленной защиты	45
7.3 Защита от замыкания на землю в сетях с компенсированной нейтралью	46
8 Логическая селективность как функция цифровых реле	47
9 Противоаварийная автоматика цифровых реле	49
10 Упрощенная методика расчета токов короткого замыкания для выбора уставок релейных защит	54
10.1 Особенности расчета токов КЗ при коротких замыканиях за приемными трансформаторами 6/0,4 кВ	54
11 Расчет основных показателей при оценке экономической эффективности использования цифровых реле	51
Литература	61
Приложение	62