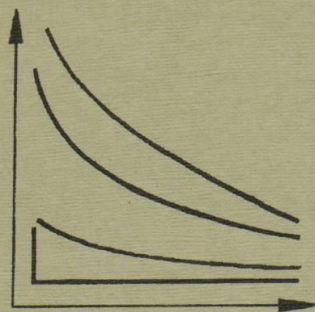


М. А. ШАБАД

РАСЧЕТЫ
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
И АВТОМАТИКИ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ



Санкт-Петербург

М.А. ШАБАД

Ершов А.М.

РАСЧЕТЫ
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
И АВТОМАТИКИ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Санкт-Петербург
2010

УДК 621.316.9:621.316.1
ББК 31.27-01
Ш12

Одобрено и рекомендовано к опубликованию Ученым советом института.
Протокол № 3 от 25 декабря 2002 г.

Научный редактор А.М. Александров, доцент кафедры РЗА

ШАБАД М.А.

Ш12 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: – 4-е изд.,
испр. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2010. – 350 с., ил.

Рассмотрены методы и примеры расчета устройств релейной защиты и автоматики сельских, городских и промышленных электрических сетей 6 и 10 кВ, линий электропередачи 35, 110 кВ и понижающих трансформаторов 6 – 110 кВ.

Третье издание книги вышло в 1985 г.; настоящее издание переработано и дополнено в связи с широким использованием в России цифровой (микропроцессорной) аппаратуры релейной защиты, автоматики и управления электроустановками при сохранении наряду с этим традиционных аналоговых устройств РЗА. В этом издании отражены новые российские стандарты и Правила, рекомендации международных энергетических организаций и фирм-изготовителей аппаратуры РЗА.

Книга предназначена для специалистов по РЗА, обслуживающих устройства защиты и автоматики в энергосистемах, электросетевых, промышленных и сельскохозяйственных предприятиях и проходящих курс повышения квалификации в системе дополнительного профессионального образования в Петербургском энергетическом институте повышения квалификации на кафедре РЗА.

ISBN 978-5-88718-011-0

УДК621.316.9:621.316.1
ББК 31.27-01

© ПЭИПК, 2010

К 300-летию любимого города

Электроэнергия – это признак и продукт богатого общества. Без электроэнергии невозможно представить себе современного освещения, тепла, двигательной нагрузки. На применении электроэнергии базируется вся современная промышленность. Основой современных технологий средств связи, информатики, компьютерной техники также является электричество (из материалов СИГРЭ, 2001 г.)

Предисловие

Электричество наряду со всеми величайшими благами представляет большую опасность при нелепем его использовании. Поэтому уже более 100 лет существует и развивается особая область электротехники, где используются специальные устройства, предназначенные для защиты оборудования и людей от поражения электрическим током. Эта обширная область техники традиционно называется «релейная защита», потому что основными защитными устройствами являются реле. Общее количество реле во всех странах мира исчисляется миллионами.

Наибольшее количество реле используется в электроустановках среднего напряжения, в так называемых распределительных электрических сетях напряжением от 6 до 35 кВ, которые являются важным звеном в системе производства, передачи и потребления электрической энергии и где происходит основная масса нарушений электроснабжения.

Большое значение для надежной работы электрических установок имеет правильное выполнение и настройка устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и в том числе правильный выбор рабочих параметров срабатывания (уставок) аппаратуры РЗА.

Первый учебник по релейной защите (1932 г.) его автор ленинградский профессор Виктор Иванович Иванов не случайно назвал «Реле и релейная защита», подразумевая, что реле как серийный аппарат необходимо индивидуально настроить для выполнения основной его задачи, которая состоит в том, чтобы быстро, селективно и надежно защитить конкретную электроустановку при возникновении коротких замыканий или других опасных режимов. В этом первом учебнике по РЗ обращается особое внимание специалистов тогда еще новой области электроэнергетики на то, что релейная защита, как и другие области техники, может быть условно разделена на несколько составляющих ее частей:

принципы выполнения;

аппаратура для реализации этих принципов;

методы использования серийных типов аппаратуры РЗ в конкретных электрических сетях и на электростанциях (проектирование и выбор характеристик, наладка и эксплуатация).

Таким образом, наряду с освоением принципов выполнения многочисленных серийных аппаратов РЗА, специалистам, проектирующим и обслуживающим устройства РЗА, необходимо также знать и методы использования этих устройств в конкретных электроустановках. Только эти специалисты знают точное место в

электрической установке, где должно работать конкретное реле, каковы там значения токов при нагрузках и коротких замыканиях, каковы «соседи сверху» и «соседи снизу» и как они «настроены». Только умелый выбор характеристик реле может гарантировать правильные действия релейной защиты!

Какую характеристику выбрать, как рассчитать уставки срабатывания, чтобы отключить лишь только поврежденную часть электроустановки и при этом как можно быстрее? Ответы на эти вопросы можно найти в соответствующих разделах этой книги которая является четвертым, значительно дополненным, изданием (предыдущие были в 1972, 1976 и 1985 гг.). Дополнения вызваны в основном появлением принципиально новых защитных аппаратов, выполненных на элементной базе вычислительной техники: цифровых (микропроцессорных) реле и терминалов РЗА с большими возможностями выбора необходимых характеристик и уставок срабатывания. Наряду с этим в четвертом издании сохранены описания методов и примеры расчетов уставок для существующих типовых защит с аналоговыми реле, за исключением тех, которые уже серийно не выпускаются. В четвертое издание включены некоторые разработки автора, созданные в 1990-х гг. и вышедшие в виде отдельных публикаций в Москве (НТФ «Энергопрогресс», «Энергетик») и Санкт-Петербурге (Петербургский энергетический институт повышения квалификации – ФГОУ ДПО «ЛЭИПК»).

Применение реле и терминалов, выполненных на новой элементной базе цифровой техники, не отменяет традиционных требований и принципов выполнения РЗА электрических сетей и соответственно принципиальных положений по выбору основных параметров срабатывания устройств РЗА, в том числе максимальных, дистанционных и дифференциальных защит. Наоборот, традиционные требования к РЗА можно значительно успешнее реализовать при использовании новых, цифровых, устройств РЗА, о чем рассказывается в соответствующих разделах книги.

Автор надеется, что рассмотренные в книге методы и примеры расчетов рабочих уставок срабатывания устройств РЗА окажутся полезными при проектировании, наладке и обслуживании этих устройств, помогут избежать многих неправильных действий РЗА и тем самым предотвратить значительный ущерб экономике из-за нарушений электроснабжения.

В течение 50 лет работы в области релейной защиты автор этой книги имел возможность учиться у выдающихся специалистов и служить вместе со многими энтузиастами РЗА! Всем им, ушедшим уже из жизни, и тем, кто продолжает работать в службах и лабораториях РЗА, неизмеримая благодарность и низкий поклон.

Введение

§ В.1. Основные виды и схемы распределительных электрических сетей

Распределительные сети предназначены для передачи электроэнергии потребителям и состоят из линий электропередачи, питающих ряд трансформаторных подстанций, или вводов к электроустановкам потребителей, а также из трансформаторных подстанций и распределительных пунктов [1, 2].

Электрические сети различаются по конструктивному выполнению (воздушные и кабельные линии, токопроводы), по роду тока, напряжению (табл. В.1), по режиму заземления нейтралей трансформаторов, конфигурации, назначению. К распределительным сетям относятся сети переменного тока с номинальным напряжением 0,38–35 кВ, а также сети 110 кВ, а иногда и 220–330 кВ, не входящие в так называемую основную сеть энергосистемы и предназначенные для питания трансформаторных подстанций.

Таблица В.1

Межфазные напряжения электрических распределительных сетей трехфазного тока 50 Гц

номинальное	Напряжение, кВ	
	наибольшее	среднее (для расчета токов КЗ)
0,22/0,127	-	0,22/0,127
0,38/0,22	0,4/0,23	0,4/0,23
0,66/0,38	0,69/0,4	0,69/0,4
3	3,5	3,15
6	6,9	6,3
10	11,5	10,5
20	23,0	20,0
35	40,5	37,0
110	126,0	115,0
150	172,0	154,0
220	252,0	230,0
330	373,0	330,0

Сети 6–35 кВ в России и странах СНГ работают, как предписывают «Правила» [1, 2], с изолированной или резонансно-компенсированной нейтралью. Они характеризуются малыми токами при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ), т.е. не более 30 А при напряжении 6 кВ и не более 20 А при напряжении 10 кВ. С середины 1990-х гг. допускается [2] заземлять нейтраль в сетях 6 и 10 кВ через активное сопротивление (резистор). В режимах с резистивным заземлением нейтрали в зависимости от параметров питающей сети и сопротивления заземляющего резистора значения тока замыкания на землю могут находиться в широких пределах от 4 до 40 А (распределительные устройства собственных нужд некоторых тепловых и атомных электростанций) и до 1000 А в новых городских кабельных сетях. Значения токов здесь приведены лишь для демонстрации возможных разбросов вариантов, которые непосредственно влияют на способы выполнения защиты от замыканий на землю в сетях 6 и 10 кВ.

Что касается сетей напряжением до 1 кВ (в основном сетей 0,4), работающих в режиме с глухозаземленной нейтралью на стороне низшего напряжения, то значения токов при однофазных КЗ на этой стороне зависят главным образом от схемы соединения обмоток питающего трансформатора 6/0,4 кВ или 10/0,4 кВ, а именно: при схеме соединения обмоток Δ/Υ при однофазном и трехфазном КЗ значения тока примерно одинаковы, но при схеме Υ/Υ ток при однофазном КЗ может быть в три раза меньше, чем при трехфазном КЗ в этой же расчетной точке.

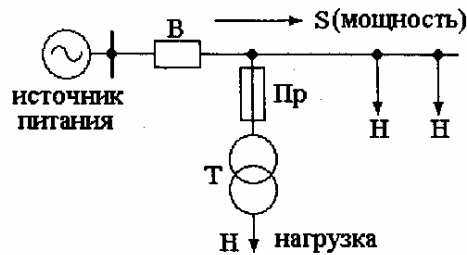


Рис. В.1. Радиальная линия 6 или 10 кВ:

Пр – предохранитель; Н – нагрузки; В – выключатель; Т – трансформатор

Линии распределительных электрических сетей напряжением 6 и 10 кВ часто являются радиальными (рис. В.1).

Радиальными (или «линиями с односторонним питанием») могут быть также линии напряжением 35, 110 и даже 220 кВ.

В распределительных сетях 6 и 10 кВ с двумя и более источниками питания параллельная работа этих источников, как правило, не предусматривается, сеть работает в разомкнутом режиме с точкой (или точками) раздела и, таким образом, линии работают как радиальные (рис. В.2). В случае КЗ на участках 1–2 и 2–3 аварийная мощность (и ток) имеют направление от источника А к месту КЗ.

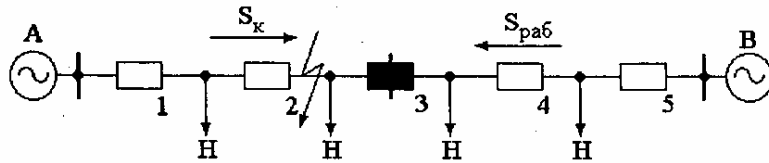


Рис. В.2. Сеть 6(10) кВ с двумя источниками А и В, работающими раздельно:
1–5 – выключатели

Однако в ремонтных и аварийных режимах возможен перенос точки раздела, например с выключателя 3 на выключатель 1 (рис. В.3). При этом изменяется и направление потока мощности, например через пункт секционирования 2 как в нормальном, так и в аварийном режиме, например при КЗ на участке 1–2.

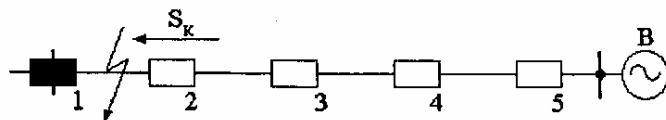


Рис. В.3. Ремонтная схема сети рис. В.2 (в ремонтном или аварийном режимах)

В этом режиме защита на пункте секционирования 2 должна иметь другие уставки по току и по времени, отличные от уставок для нормального режима (рис. В.2). Аналогично и на защите пункта 4 должно быть предусмотрено два набора уставок по току и по времени. Выбор уставок для этих защит производится дважды: один раз для режима по рис. В.2, другой раз для режима по рис. В.3 или ему подобному, но с питанием от источника А при отключенном выключателе 5. Однако в каждом из этих режимов линии рассматриваются как радиальные.

При расчетах уставок релейной защиты таким образом каждая из защит 1–5 рассматривается отдельно для всех режимов работы сети. Для возможности оперативного изменения уставок РЗ2 и РЗ4 (возможно, и других) необходимо устанавливать по два комплекта РЗ с аналоговыми реле или по одному цифровому реле с двумя наборами уставок, что проще и дешевле.

В случаях параллельной работы двух линий (рис. В.4) на приемных концах каждой из них (выключатели 2 и 4), как правило, устанавливается токовая направленная защита с небольшой выдержкой времени. При КЗ на одной из линий её направленная защита быстро отключает свой выключатель на приемном конце, и, таким образом, обе линии становятся радиальными. Известны и другие способы быстрого перевода подобных линий из режима параллельной работы в радиальный режим (поперечная дифференциальная защита на выключателях 2 и 4, защита «слабой связи» на секционном выключателе 5, который на рис. В.4 показан штриховыми линиями).

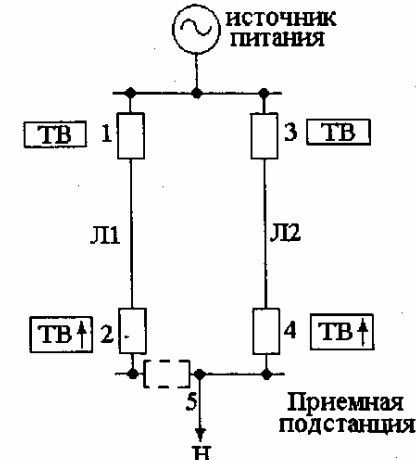


Рис. В.4. Схема сети с двумя параллельно работающими линиями Л1 и Л2:
ТВ↑ – направленная токовая защита

По назначению распределительные сети 6, 10, 35 кВ обычно подразделяют в соответствии с основными потребителями на сельские, городские и промышленные. Эти несколько условные названия дают, тем не менее, представление об особенностях и потребителях, и сетей, и их релейной защите.

Понижающие трансформаторы распределительных сетей различаются мощностями, напряжениями и схемами соединения обмоток (стандартными являются схемы соединения Υ/Δ -11, $\Upsilon/\Upsilon/\Delta$ -0-11 а также Υ/Υ -0 и Δ/Υ -11), диапа-

зонами и способами регулирования напряжения, напряжениями КЗ ($u_k, \%$). Защита трансформаторов выполняется в зависимости от этих данных.

§ В.2. Требования к релейной защите

Релейная защита элементов распределительных сетей должна отвечать требованиям «Правил устройств электроустановок» [1], которые предъявляются ко всем устройствам релейной защиты: быстродействие, селективность, надежность и чувствительность.

Быстродействие релейной защиты должно обеспечивать наименьшее возможное время отключения коротких замыканий. Быстрое отключение КЗ не только ограничивает область и степень повреждения защищаемого элемента, но и обеспечивает бесперебойную работу неповрежденной части энергосистемы, или электростанции или подстанции. Быстрое отключение КЗ, как известно, предотвращает нарушение устойчивости параллельной работы синхронных генераторов и синхронных электродвигателей, облегчает самозапуск электродвигателей, повышает вероятность успешных действий устройств автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резервного питания (АВР).

Селективным (избирательным) действием защиты называется такое действие, при котором автоматически отключается только поврежденный элемент электроустановки (трансформатор, линия, электродвигатель и т.п.). Обеспечение селективной работы устройств защиты – одна из важнейших задач, решаемых при проектировании и обслуживании этих устройств.

Требования селективности и быстродействия наиболее просто удовлетворяются при использовании защит, обладающих абсолютной селективностью, как, например, дифференциальные защиты трансформаторов, линий и других элементов энергосистемы. По принципу действия они не срабатывают при КЗ на смежных элементах и поэтому выполняются с мгновенным действием на отключение поврежденного элемента. Но такие защиты не могут использоваться в качестве резервных при КЗ на смежных элементах, для этих целей применяются защиты, обладающие относительной селективностью (максимальные токовые, дистанционные), которые в общем случае должны выполняться с выдержками времени [3]. Время срабатывания этих защит в распределительных сетях выбирается, как правило, только по условию селективной работы при КЗ, но могут быть случаи, когда требуется снижение времени отключения КЗ даже в ущерб селективности.

«Правила» [1] допускают неселективное действие защиты, исправляемое последующим действием устройств АПВ или АВР, в следующих случаях:

для быстрого отключения КЗ с целью предотвращения нарушения устойчивой работы энергосистемы или электроустановок потребителей;

при использовании упрощенных главных электрических схем подстанций с отделителями в цепях трансформаторов (или линий), которые отключаются в бестоковую паузу; это же допущение может быть отнесено к линиям, питающим трансформаторы, защищаемые плавкими предохранителями.

Допустимое время отключения КЗ по условиям предотвращения нарушения устойчивой работы энергосистемы или электроустановок потребителей определяется службами (группами) электрических режимов энергосистемы. Приближенно считается, что защита должна действовать без замедления при всех КЗ, обуславливающих остаточные напряжения ниже $(0,6 \div 0,7)U_{ном}$ на сборных шинах, через которые

осуществляется параллельная работа синхронных машин или питаются ответственные потребители.

Быстрое отключение КЗ может потребоваться и для сохранения в целости линий с малым сечением проводов, не обладающих необходимой термической стойкостью при имеющемся уровне токов КЗ.

Во всех остальных случаях действие защит с относительной селективностью может происходить с некоторым замедлением, однако следует стремиться к тому, чтобы замедление было минимальным. Это возможно при использовании современных цифровых реле и выключателей, при умелом применении обратозависимых времятоковых характеристик токовых реле максимальных защит, что рассмотрено далее.

Надежность функционирования релейной защиты предполагает надежное срабатывание устройства при появлении условий на срабатывание и надежное несрабатывание устройства при их отсутствии. Надежность функционирования релейной защиты должна обеспечиваться устройствами, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению и условиям применения, а также надлежащим обслуживанием этих устройств.

Однако многолетний опыт обслуживания аналоговых устройств РЗА, которые пока составляют большинство, показывает, что несмотря на проведение периодических трудоемких профилактических проверок, нет гарантии исправного состояния аналоговых реле.

Наряду с выполнением всех необходимых мероприятий по обеспечению надежности функционирования устройств релейной защиты должно предусматриваться резервирование возможных отказов защит или выключателей. «Правила» [1] указывают на необходимость установки резервных защит, обеспечивающих дальнейшее резервирование, т.е. способность действовать при КЗ на смежных линиях в случае отказа собственной защиты или выключателя поврежденной линии (шин, трансформатора и т.п.).

Если дальнейшее резервирование не обеспечивается, то должно осуществляться ближнее резервирование, т.е. установка двух или более независимых устройств защиты, резервирующих друг друга. Как правило, в сетях 110 кВ и выше также выполняются специальные устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ).

В тех случаях, когда полное обеспечение дальнего резервирования связано со значительным усложнением защиты или технически невозможно, «Правила» допускают не резервировать отключения КЗ за трансформатором, на реактированных линиях, в конце длинного смежного участка линии напряжением 6–35 кВ, а также на линиях напряжением 110 кВ и выше при наличии ближнего резервирования. Допускается осуществлять дальнейшее резервирование только при наиболее частых видах повреждения (например, при КЗ на землю в сетях 110 кВ и выше, которые составляют примерно 85% всех видов КЗ). Допускается предусматривать неселективное действие защиты при КЗ на смежных элементах (при дальнем резервном действии) с обесточиванием в отдельных случаях подстанций; при этом следует по возможности обеспечивать исправление этих неселективных отключений действием устройств АПВ или АВР.

Чувствительностью релейной защиты называют ее способность реагировать на все виды повреждений и аварийных режимов, которые могут возникать в пределах основной защищаемой зоны и зоны резервирования. Оценка чувствительности основных типов релейных защит должна производиться при помощи коэффициентов чувствительности, значения которых для разных типов защиты и реле указываются в

«Правилах» [1]. Определение коэффициентов чувствительности производится при наиболее неблагоприятных видах повреждения, но для реально возможного режима работы электрической системы. Все короткие замыкания при этом рассматриваются как металлические, т.е. не учитываются возможные переходные сопротивления в месте КЗ и в том числе сопротивление электрической дуги. Исключение составляют сети напряжением до 1 кВ [1, 23].

Если при расчете коэффициентов чувствительности выясняется, что возможно неселективное действие защиты последующего (питающего) элемента из-за отказа вследствие недостаточной чувствительности защиты предыдущего элемента, то чувствительность этих защит необходимо согласовать между собой. Методы и примеры согласования чувствительности однотипных и разнотипных защит смежных элементов, обеспечивающих их селективную работу, рассматриваются в соответствующих главах книги. Вместе с тем «Правила» допускают не согласовывать между собой чувствительность тех ступеней защит смежных элементов, которые предназначены для дальнего резервирования, если неотключение КЗ вследствие недостаточной чувствительности последующего (питающего) элемента, например автотрансформатора, может привести к тяжелым последствиям. Решение об отказе согласования чувствительности защит должно утверждаться руководством энергетического предприятия наряду с решением о вынужденном выполнении неселективных защит или других отступлений от основных требований к релейной защите. В России действует Инструкция по учету действий РЗА, где оговариваются условия оформления возможных неправильных действий РЗА как заранее *допущенных* (издание 1990 г.).

§ В.3. Общие требования к расчету (выбору уставок) релейной защиты

Расчет релейной защиты заключается в выборе рабочих параметров срабатывания (рабочих уставок) как отдельных реле, так и многофункциональных устройств защиты. Во всех существующих и разрабатываемых устройствах защиты должна быть предусмотрена возможность плавного или ступенчатого изменения параметров срабатывания в определенных пределах. Но только правильный выбор и установка рабочего параметра превращают «реле» в «релейную защиту» конкретной электроустановки.

Традиционно выбор рабочих уставок («настройка») РЗА производится в расчете на «наихудший случай», учитывая, что неправильное действие РЗА может привести к нарушению электроснабжения. И даже при том, что действие было оформлено как заранее допущенное (см. выше), ущерб от неселективного срабатывания и, тем более, отказа РЗА может вызвать непредвиденные тяжелые последствия и для потребителей, и для электроснабжающего предприятия. По современным зарубежным данным последствия неправильных действий РЗА, в том числе по причинам неправильного выбора рабочих уставок, оцениваются в миллионах долларов США.

К сожалению, в последние годы у нас заметно уменьшился выпуск изданий, посвященных расчетам (выбору рабочих уставок срабатывания) устройств релейной защиты, в том числе устройств РЗ с относительной селективностью, используемых в распределительных сетях. Информационные материалы предприятий-изготовителей устройств РЗА не приводят необходимых методических указаний и примеров расчетов, поскольку изготовитель не знает, где конкретно будет установлено каждое устройство РЗА.

Для выполнения расчета релейной защиты (выбора рабочих уставок) прежде всего необходимы полные и достоверные местные исходные данные, к которым относятся:

- первичная схема защищаемой сети и режимы ее работы (с указанием, как создаются рабочие и ремонтные режимы – автоматически или неавтоматически);
- сопротивление и ЭДС (или напряжения) питающей системы для максимального и минимального режимов ее работы (или мощности КЗ);
- режимы заземления нейтралей силовых трансформаторов;
- параметры линий, трансформаторов, реакторов и т.д.;
- значения максимальных рабочих токов линий, трансформаторов и т.п. в рабочих, ремонтных и послеаварийных режимах;
- характеристики электроприемников (особенно крупных электродвигателей);
- типы выключателей;
- типы и параметры измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения с указанием мест их установки в схеме сети;
- типы и параметры срабатывания (уставки) существующих устройств защиты и автоматики на смежных элементах (как питающих, так и отходящих);
- типы и принципиальные схемы устройств релейной защиты и автоматики, подлежащих расчету.

Для обеспечения селективности РЗ рабочие уставки защит с относительной селективностью на смежных элементах (линиях, трансформаторах) должны быть согласованы между собой. Для максимальных токовых защит речь идет о согласовании по току (чувствительности) и по времени. Поэтому выбор уставок следует производить, как правило, не для одного элемента, а для участка сети, причем «попарно». В каждой паре одна, например, линия и её защита будут называться «предыдущими» или нижестоящими (downstream), а другая линия (защита), расположенная ближе к источнику питания – «последующей» или вышестоящей (upstream). В течение производства расчета пары названия элементов будут изменяться, т.е. та РЗ, которая была вышестоящей (последующей) может стать предыдущей в паре с РЗ питающей линии (трансформатора). Выбор уставок в такой сети, таким образом, ведется от наиболее удаленного элемента по направлению к источнику питания.

При необходимости расчета уставок защиты одного вновь включаемого элемента надо согласовать выбранные уставки с уставками существующих защит, по возможности не изменяя последних. При использовании РЗ с аналоговыми реле, которые пока составляют большинство, следует избегать «сменных уставок», изменяемых в связи с изменением режима сети, так как производить смену уставок этих реле автоматически – сложно, а вручную – требует много времени и повышает вероятность ошибок в настройке защиты.

В общем случае релейная защита не должна ограничивать возможности полного использования основного электрического оборудования сети. Однако при разработке режимов работы сети, в свою очередь, должны учитываться и технические возможности типовых устройств релейной защиты. Не исключено, что по результатам расчета уставок некоторые редкие режимы могут быть запрещены, чтобы не усложнять релейную защиту.

При выборе первичных схем электроустановок и сетей следует учитывать условия выполнения более простой и надежной релейной защиты и возможности предотвращения или ликвидации нарушений, обеспечиваемые автоматикой. Последнее также подчеркивает необходимость комплексного рассмотрения вопросов релейной защиты и противоаварийной автоматики сети (АПВ, АВР, делительных устройств, автоматического секционирования и др.).

Немаловажное значение имеет оформление материалов расчета релейной защиты и автоматики.

Расчет уставок должен состоять, как правило, из разделов:

1. Исходные данные (с указанием источников информации).
2. Расчет токов КЗ.
3. Выбор уставок (с необходимым графическим материалом в виде схем, карт селективности и др.).
4. Результаты расчета. Этот раздел должен содержать окончательно выбранные уставки и другие данные для регулировки (максимальные токи КЗ, коэффициенты возврата реле и т.п.).

Рекомендуется прикладывать к расчету схему сети с условными обозначениями типов релейной защиты и указанием выбранных уставок. В характерных точках сети на схеме могут быть приведены значения токов КЗ.

На основании расчета составляются задания на наладку защиты каждого из элементов сети.

Задание на наладку защиты должно содержать:

- 1) наименование и технические данные защищаемого элемента (необходимые для расчета токов КЗ и уставок защиты);
- 2) тип, коэффициент трансформации, схему соединения и место установки трансформаторов тока и, при необходимости, трансформаторов напряжения;
- 3) номера принципиальных схем релейной защиты, автоматики и управления защищаемого элемента, дату их выпуска и наименование организации, выпустившей эти схемы (или одну общую схему);
- 4) рабочие уставки основных реле тока и напряжения (с указанием номеров позиций в схеме и типов реле) в первичных и вторичных величинах, коэффициенты возврата, максимальные вторичные величины для проверки надежности работы контактной системы реле; для токовых реле, имеющих ступенчатую регулировку тока срабатывания, дополнительно указываются ориентировочные числа витков или номера контактных разъемных соединений, требующие уточнения при настройке реле; для токовых реле, имеющих обратную зависимость времени действия от тока, дополнительно указываются ток и время срабатывания, соответствующие независимой части характеристики, а при необходимости особенно точной настройки – ещё несколько контрольных точек (тока и времени) в зависимой части характеристики (например, при вынужденном уменьшении ступени селективности); для цифровых реле (терминалов) дополнительно указываются наименования времятоковых характеристик, их коды и другие параметры настройки;
- 5) для аналоговых реле направления мощности задаются максимальные токи и напряжения, при которых должен отсутствовать «самоход» на срабатывание реле, мощность срабатывания (чувствительность) при угле максимальной чувствительности, значение максимального тока для проверки надежности работы контактов (формы задания для более сложных реле и панелей защиты приведены в соответствующих инструкциях по наладке);
- 6) рабочие уставки вспомогательных реле: время замыкания реле времени, время срабатывания и возврата специальных промежуточных реле с замедлением действия, ток срабатывания специальных промежуточных реле и реле времени, включаемых в цепи трансформаторов тока.

В примечании к заданию могут указываться расчетные условия, для которых выбраны рабочие уставки: максимальные рабочие токи защищаемого элемента, режимы его работы и т.п. При необходимости указываются сменные уставки. В задании следует привести конкретные указания по эксплуатации устройств релейной

защиты и автоматики (если таковые имеются), которые затем будут включены в инструкцию для оперативного дежурного персонала.

Задание должно быть согласовано с организацией, эксплуатирующей энергетический объект, от которого получает питание защищаемый элемент:

Все сделанные расчеты и задания на наладку должны регистрироваться в специальных журналах.

Особенности расчетов уставок срабатывания и содержания заданий на наладку цифровых устройств РЗА. Для цифровых устройств РЗА рассчитываются и задаются уставки для каждого из имеющихся наборов уставок, один из которых может называться основным (первичным), другой – резервным (вторичным). Могут быть приняты иные названия. Необходимо указать при каких условиях и какими способами происходит перевод цифровой защиты с одного набора на другой. Для многофункциональных цифровых реле и терминалов необходимо указывать уставки для всех функций с отметкой об использовании или неиспользовании, для всех ступеней, для выбранных рабочих характеристик с обозначением их кодов. Могут быть и другие особенности, которые рассматриваются в соответствующих разделах книги. По мере развития микропроцессорной техники возможно появление новых цифровых реле и терминалов со своими особенностями, которые обязательно отмечаются в информационных материалах предприятий-изготовителей.

Для правильной организации труда специалиста по расчетам РЗА на его рабочем месте должен быть персональный компьютер (подчеркиваем: персональный), соответствующий современным требованиям. В ПК должны храниться (и по мере необходимости корректироваться) справочные материалы, получаемые от изготовителей аппаратуры РЗА, которая используется или может использоваться на данном энергопредприятии. Здесь же должны храниться местные справочные материалы: сборник параметров основных элементов энергосистемы или электросети (постоянно корректируемый и пополняемый по мере сооружения новых линий, установки новых трансформаторов); схемы сети; таблицы максимальных рабочих токов линий и трансформаторов; карта уставок, представляющая собой упрощенную принципиальную схему сети с обозначением типов релейной защиты и автоматики и их уставок (в крупных сетях выполняют несколько карт уставок: для сетей 110, 35, 10 кВ и т.п.).

Расчетчику на рабочем месте полезно иметь небольшую личную библиотеку, в которой должен быть краткий математический справочник, современный электротехнический справочник, литература по релейной защите и автоматике электрических станций и сетей, а также список телефонов и адресов (в том числе электронных) тех организаций, где можно оперативно получить необходимую консультацию.

И, наконец, необходимо подчеркнуть, что расчеты релейной защиты требуют не только определенных знаний и навыков, но и в большой степени аккуратности и внимательности.

Глава первая

РАСЧЕТЫ ЗАЩИТ ЛИНИЙ 6 И 10 КВ СЕЛЬСКИХ, ГОРОДСКИХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ

§ 1.1. Основные условия расчета ступенчатых токовых защит линий от междуфазных КЗ

Максимальная токовая защита от междуфазных коротких замыканий не только самый распространенный тип релейной защиты, но и самый старый: 1901 год – это год рождения, например, индукционного дискового реле, известного у нас как РТ-80 (ИТ-80), а на Западе – RI. В последние годы на смену электромеханическим реле пришли сначала полупроводниковые аналоговые реле, а затем – микропроцессорные (цифровые) устройства управления и защиты различных электроустановок. Эти устройства обладают многими достоинствами: непрерывный самоконтроль, связь с компьютером, фиксация параметров защищаемого элемента, простота наладки и обслуживания и др.

В числе достоинств цифровых реле – возможность выбора любой из нескольких времятоковых характеристик, «записанных» в памяти токового модуля. Четыре типа обратнозависимых времятоковых характеристик во многих цифровых реле приняты по стандарту МЭК, еще один повторяет характеристику реле RI и еще один предназначен специально для защиты от замыканий на землю. Имеется возможность использования фиксированного времени срабатывания, т.е. времени, которое не зависит от значения тока в реле при междуфазном КЗ (рис. 1.1).

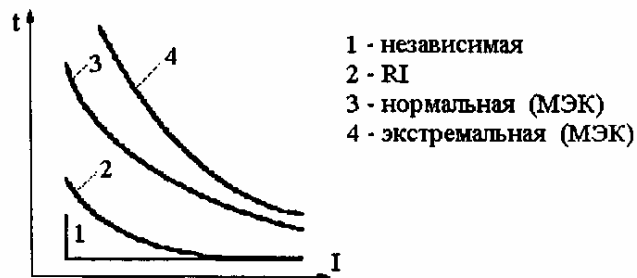


Рис. 1.1. Примеры времятоковых характеристик реле

В цифровых реле различных фирм могут быть записаны не только характеристики по стандарту МЭК (рис. 1.1), но также IEEE, IAS и, возможно, иного вида.

Использование цифровых (микропроцессорных) реле не освобождает нас от необходимости предварительной настройки каждого реле и в первую очередь, выбора только одной из заложенных в реле времятоковой характеристики для каждой ступени токовой защиты, главным образом – для наиболее чувствительной ступени, называемой максимальной токовой защитой (МТЗ).

В технических описаниях цифровых реле, так же, как и в стандарте МЭК, времятоковые характеристики МТЗ заданы математическими формулами. Для построения этих характеристик с целью их согласования с характеристиками других защитных аппаратов (реле и плавких предохранителей) необходимо знать основные

традиционные условия выбора уставок максимальных токовых защит (токов срабатывания, характеристик, времени срабатывания).

Сравнительный анализ разных типов обратнозависимых времятоковых характеристик и российских реле РТВ-I, II, III, РТ-80, а также времятоковых характеристик российских плавких предохранителей типа ПКТ показал, что в большинстве случаев наиболее подходящей для России является «стандартная» характеристика МЭК (рис. 1.1). Однако может возникнуть необходимость использования и других типов характеристик. Это будет рассмотрено далее в примерах.

Для электрических сетей с непостоянным режимом питания в цифровых реле предусмотрена возможность выставления двух наборов уставок по току и по времени, один из которых может автоматически или по внешней команде заменить другой. Выбор уставок для таких сетей производится дважды: сначала для одного режима питания сети («нормального»), а затем для другого («аварийного»).

Таким образом, в результате расчета трехступенчатой максимальной токовой защиты должны быть выбраны ток срабатывания и время срабатывания каждой ступени защиты, а для третьей (второй) ступени – обратнозависимая времятоковая характеристика или независимая характеристика времени срабатывания защиты (рис. 1.2).

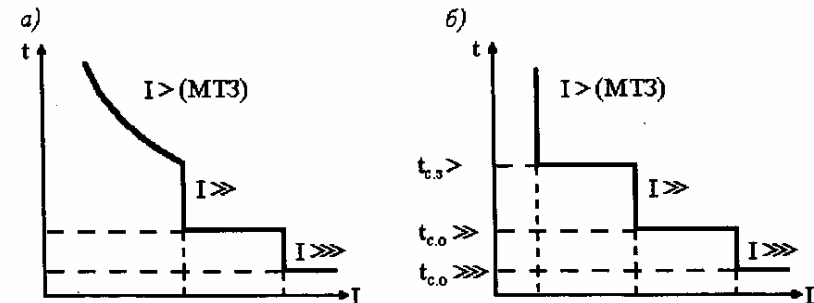


Рис. 1.2. Примеры времятоковых характеристик трёхступенчатых токовых защит

Традиционно все токовые реле защиты от междуфазных КЗ выполняются двух или трехступенчатыми. Первое аналоговое индукционное реле RI (РТ-80) выполняет двухступенчатую защиту, имея в своей конструкции защиту первой ступени (отсечку) и МТЗ с обратнозависимой времятоковой характеристикой. Однако для выполнения трехступенчатой токовой защиты в трехфазном исполнении требуется большое количество аналоговых реле (рис. 1.2). В цифровых реле эта защита размещается в одном модуле. Часто все три ступени имеют следующие условные обозначения:

$3I >>>$ – первая ступень (отсечка), трехфазная;

$3I >>$ – вторая ступень (отсечка с выдержкой времени), трехфазная;

$3I >$ – третья ступень, собственно максимальная токовая защита, трехфазная.

Ток срабатывания у отсечек значительно больше, чем у максимальной токовой защиты. Отсечки поэтому называют «грубыми» ступенями защиты, а МТЗ – «чувствительной» ступенью, которая обеспечивает отключение коротких замыканий не только на защищаемом элементе, но и при необходимости на смежных (предыдущих или нижестоящих «downstream»), выполняя функции «дальнего резервирования».

Условные обозначения типов характеристик МТЗ:

\curvearrowright , $\boxed{T/V}$ – независимая времятоковая характеристика;

\curvearrowleft , $\boxed{T/V}$ – обратнозависимая от тока времятоковая характеристика.

§ 1.2. Расчеты рабочих уставок максимальной токовой защиты (МТЗ) линий

Расчет уставок ступенчатых токовых защит рекомендуется начинать с наиболее чувствительной ступени, т.е. МТЗ.

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

- несрабатывание защиты 2РЗ при сверхтоках послеаварийных перегрузок, т.е. после отключения короткого замыкания на предыдущем элементе (рис. 1.3);



Рис. 1.3. Расчётная схема для выбора уставок релейной защиты (РЗ)

- согласование чувствительности защит последующего и предыдущего элементов (Л2 и Л1 на рис. 1.3);

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

Предыдущий элемент можно называть «нижестоящим» (downstream), а последующий – «вышестоящим» (upstream).

По первому из этих условий ток срабатывания МТЗ на Л2 выбирается по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{k_{н.с} \cdot k_{сзп}}{k_{н}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (1.1)$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности несрабатывания защиты; $k_{н}$ – коэффициент возврата максимальных реле тока; $k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб.макс}$ за счет одновременного пуска всех тех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания. При отсутствии в составе нагрузки электродвигателей напряжением 6 и 10 кВ и при времени срабатывания МТЗ более 0,3 с можно принимать значения $k_{сзп} \geq 1,1 - 1,3$.

Значения коэффициентов $k_{н}$ и $k_{в}$ для цифровых реле соответственно 1,1 и 0,96. При использовании электрохимических реле типа РТВ принимается $k_{н} = 1,3$, а $k_{в} = 0,65$, типа РТ-80 или РТ-40 – соответственно 1,2 и 0,8. Для статических реле типа РСТ-11,13 $k_{н} = 1,15$ и $k_{в} = 0,90$.

Максимальные значения коэффициента самозапуска при значительной доле электродвигательной (моторной) нагрузки определяются расчетом для конкретных условий, но обязательно при наиболее тяжелом условии пуска полностью заторможенных электродвигателей.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{раб.макс}$ определяется с учетом его максимально допустимой перегрузки. Например, для трансформаторов 10 и 6 кВ мощностью до 630 кВ·А в России допускается длительная перегрузка до 1,6 – 1,8 номинального тока, для трансформаторов двухтрансформаторных подстанций 110 кВ до 1,4 – 1,6 номинального тока. Для некоторых элементов перегрузка вообще не допускается (кабели напряжением выше 10 кВ, реакторы). Значения допустимых максимальных нагрузок определяют диспетчерские службы.

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

$$I_{с.з.посл} \geq \frac{k_{н.с}}{k_{р}} \left[\sum_1^n I_{с.з. пред. макс (n)} + \sum_1^{N-n} I_{раб. макс (N-n)} \right], \quad (1.2)$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, значения которого зависят от типа токовых реле и принимаются в пределах от 1,1 при согласовании защит с реле типа РТ-40, РСТ, SPAC и т.п. до 1,3 – 1,4 при согласовании защит с реле прямого действия типа РТВ; $k_{р}$ – коэффициент токораспределения, который учитывается только при наличии нескольких источников питания, а при одном источнике питания равен 1;

$\sum_1^n I_{с.з. пред. макс (n)}$ – наибольшая из геометрических сумм токов срабатывания максимальных токовых защит параллельно работающих предыдущих элементов n (рис. 1.4); при разнице между углами фазового сдвига напряжения и тока для всех предыдущих элементов n не более 50 градусов допустимо арифметическое сложение вместо геометрического; $\sum_1^{N-n} I_{раб. макс (N-n)}$ – геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов всех предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n); при примерно однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение вместо геометрического, что создает некоторый расчетный запас.

значений рабочих токов всех предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n); при примерно однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение вместо геометрического, что создает некоторый расчетный запас.

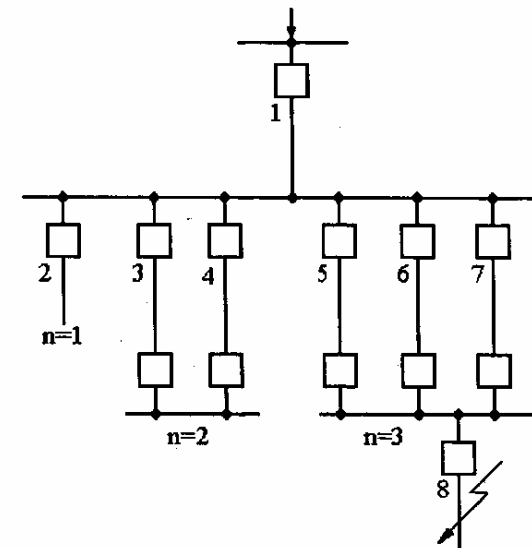


Рис. 1.4. Схема электрической сети с параллельно работающими предыдущими элементами 3, 4 и 5-7, поясняющая условие (1.2) согласования чувствительности максимальных токовых защит последующих и предыдущих элементов

Например, для каждой из предыдущих линий 2–7 (рис. 1.4) значения рабочего тока $I_{\text{раб. макс}} = 100$ А; ток срабатывания у защит 5–7 линий, работающих параллельно ($n = 3$), одинаков: $I_{\text{с.з}} = 300$ А. Тогда ток срабатывания максимальной токовой защиты последующей линии 1 по условию (1.2) при $k_{\text{н.с}} = 1,1$ должен быть

$$I_{\text{с.з.1}} \geq 1,1 \cdot (3 \cdot 300 + 3 \cdot 100) \geq 1320 \text{ А.}$$

Установив такой ток срабатывания защиты последующей линии 1, можно быть уверенным в том, что ее измерительные органы сработают лишь при таких значениях тока КЗ, при которых обеспечивается срабатывание защит предыдущих элементов. При этом учитывается возможность распределения тока КЗ по двум или трем параллельно работающим предыдущим линиям или трансформаторам. Параллельная работа более чем трех элементов осуществляется очень редко.

Правила устройства электроустановок в России требуют выполнять согласование чувствительности защит во всех случаях, когда возможно действие защиты последующего элемента (линия 1 на рис. 1.4) из-за отказа вследствие недостаточной чувствительности защиты предыдущего элемента. Надо отметить, что в распределительных сетях, где в основном и применяются максимальные токовые защиты, весьма вероятны отказы защит из-за недостаточной чувствительности при КЗ в зонах дальнего резервирования.

Например, при удаленных КЗ на линиях при отказе собственной защиты или выключателя (линия 8 на рис. 1.4) или же при этих же условиях при КЗ в трансформаторах, в электродвигателях, за реакторами и т.п., когда значения токов КЗ невелики и близки к токам срабатывания защит последующих элементов (линии 5–7 на рис. 1.4). Защиты этих элементов находятся на грани срабатывания и могут оказать. В это же время по последующему элементу 1 проходит суммарный ток, и его защита может сработать неселективно.

Наиболее тяжелыми условия согласования чувствительности максимальных токовых защит оказываются при параллельно работающих предыдущих элементах, при разнотипных времятоковых характеристиках согласуемых защит (в том числе и плавких предохранителей), а также при установке на предыдущих элементах дистанционных защит.

Из полученных по выражениям (1.1) и (1.2) значений токов срабатывания защиты выбирается наибольшее, а затем определяется ток срабатывания реле (уставка по току):

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)}}{n_{\text{т}}}, \quad (1.3)$$

где $I_{\text{с.з}}$ – ток срабатывания защиты, А (первичные); $k_{\text{сх}}^{(3)}$ – коэффициент схемы, показывающий во сколько раз ток в реле больше, чем ток во вторичной обмотке трансформатора тока при нормальном симметричном режиме работы защищаемого элемента; при схемах включения измерительных реле на фазные токи (полная и неполная «звезда») значение этого коэффициента равно 1, а для схем, где измерительные реле включены на разность фазных токов (например «треугольник») равно 1,73; $n_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Ток срабатывания $I_{\text{с.р}}$ устанавливается на реле и поэтому часто называется уставкой. Цифровые реле имеют плавную регулировку токов срабатывания (уставок). Многие электромеханические реле в России имеют ступенчатую регулировку тока срабатывания (РТВ, РТ-80).

Оценка эффективности защиты производится с помощью коэффициента чувствительности $k_{\text{чув}}$, который показывает, насколько ток в реле защиты при разных видах КЗ превышает ток срабатывания $I_{\text{с.р}}$ (уставку):

$$k_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{р. мин}}}{I_{\text{с.р}}}, \quad (1.4)$$

где $I_{\text{р. мин}}$ – минимальное значение тока в реле при наименее благоприятных условиях, А. При определении значения этого тока необходимо учитывать вид и место КЗ, схему включения измерительных органов (реле) защиты, а также реально возможные минимальные режимы работы питающей энергосистемы, при которых токи КЗ имеют наименьшее значения.

Минимальные значения коэффициента чувствительности защит должны быть не менее, чем требуется «Правилами». Например, для максимальной токовой защиты они должны быть не менее 1,5 при КЗ в основной зоне защиты и около 1,2 при КЗ в зонах дальнего резервирования, т.е. на предыдущих (нижестоящих) элементах.

Для выбора минимального значения тока в реле рассматриваются все виды КЗ. Например, для двухфазной схемы максимальной токовой защиты ($2I >$) при КЗ на защищаемых линиях минимальное значение тока в реле следует рассчитывать при двухфазных КЗ. При тех же видах КЗ за трансформаторами со схемами соединения обмоток $Y/\Delta-11$ или Δ/Y важно учесть схему защиты: для двухрелейной схемы ($2I >$) расчетное значение $I_{\text{р. мин}} = 0,5 \cdot I_{2\text{к}}^{(3)}$, а для трехрелейной ($3I >$) $I_{\text{р. мин}} = I_{2\text{к}}^{(3)}$ и, следовательно, чувствительность защиты повышается в два раза и получается одинаковой при трехфазном и всех видах двухфазных КЗ. Здесь надо отметить, что чувствительность защиты оценивается по наибольшему из вторичных токов, проходящих в измерительных реле защиты, хотя бы и в одном из трех реле, поскольку все реле самостоятельно действуют на логическую часть защиты. Цифровые реле можно подобрать с модулями МТЗ $2I >$ или $3I >$ в зависимости от требований чувствительности при КЗ за трансформаторами.

Для токовых защит линий напряжением 6 – 110 кВ с включением токовых реле на фазные токи (схемы полной и неполной звезды) расчет коэффициента чувствительности может производиться по первичным значениям токов КЗ и срабатывания защиты:

$$k_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{к. мин}}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (1.5)$$

Для оценки чувствительности токовых защит силовых трансформаторов лучше пользоваться выражением (1.4).

Увеличение чувствительности МТЗ может быть достигнуто несколькими способами, в том числе:

- уменьшением тока срабатывания, выбранного по условиям (1.1) и (1.2), путём использования новых цифровых реле со значениями $k_{\text{в}} = 0,96$ и $k_{\text{н}} = 1,1$, а также путём снижения тока самозапуска с помощью предварительного отключения части электродвигателей;

- увеличением тока $I_{\text{к. мин}}$ путём уменьшения длины защищаемой основной зоны с помощью установки автоматических секционирующих выключателей с МТЗ;

- допущением неселективных срабатываний МТЗ линий при малых значениях тока при маловероятных КЗ внутри трансформаторов, подключенных к этой линии через плавкие предохранители типа ПКТ напряжением 6 или 10 кВ.

В некоторых случаях «Правила устройства электроустановок» допускают невыполнение дальнего резервирования, например при КЗ за трансформаторами, на реактированных линиях, линиях 110 кВ и выше при наличии ближнего резервирования, а также при КЗ в конце длинного смежного (предыдущего) участка линии 6–35 кВ.

Особенным образом производится проверка чувствительности защит на переменном оперативном токе, выполняемых по схеме с дешунтированием отключающих катушек ОК (электромагнитов отключения ЭО) (рис. 1.5).

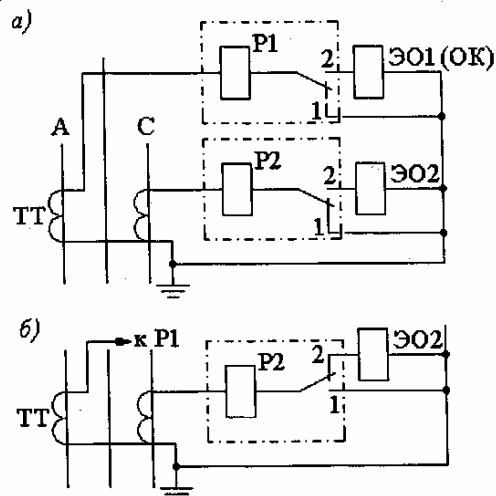


Рис. 1.5. Схема максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой на переменном оперативном токе с дешунтированием электромагнитов отключения ЭО1, ЭО2 контактами реле P1, P2 типа РТ-85 или РТ-95: а — положение контактов реле в нормальном режиме; б — после срабатывания реле

Чувствительность таких защит следует проверять с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока после дешунтирования ЭО. Это требование объясняется тем, что после срабатывания реле P (рис. 1.5) происходит переключение его контактов таким образом, что электромагнит ЭО оказывается подключенным к трансформатору тока ТТ. При этом резко возрастает его вторичная нагрузка, поскольку сопротивление ЭО составляет несколько ом и обычно во много раз превышает то значение нагрузки (сопротивление проводов и реле), которое имело место, пока ЭО был зашунтирован (рис. 1.5, а). Если до дешунтирования погрешность трансформаторов тока не могла превышать 10%, то после дешунтирования она может превысить это значение. Коэффициент чувствительности для защиты с максимальными реле тока, включенными на фазные токи ($k_{сх} = 1$), в режиме после дешунтирования ЭО определяется по выражению (1.6):

$$k_{ч.з} = \frac{I_{к.мин} \left(1 - \frac{f}{100}\right)}{k_b I_{с.з}}, \quad (1.6)$$

где $I_{к.мин}$ — минимальное значение тока при двухфазном КЗ в конце защищаемого участка, А; $f_{макс}$ — токовая погрешность трансформаторов тока при токе КЗ, обеспечивающем надежное срабатывание защиты или отсечки, %; $I_{с.з}$ — ток

срабатывания защиты или отсечки, А; k_b — коэффициент возврата реле, для электромагнитного элемента реле РТ-85 может приниматься в пределах 0,3 – 0,4, для специальных дешунтирующих промежуточных реле типа РП-341 — также не более 0,4. Для полупроводниковых (электронных) реле, у которых $k_b \approx 1$, в схеме защиты должны быть предусмотрены специальные мероприятия, предотвращающие возврат дешунтирующих органов после их срабатывания и дешунтирования ЭО, если коэффициент чувствительности оказывается меньшим, чем требуется.

Чувствительность ЭО проверяется отдельно, по выражению, аналогичному (1.6), но без учета коэффициента возврата:

$$k_{ч.эо} = \frac{I_{к.мин} \left(1 - \frac{f}{100}\right)}{n_t I_{с.эо}}, \quad (1.7)$$

где $I_{с.эо}$ — ток срабатывания ЭО, как правило, равный 5 А (РТМ) или 3,5 А (ЭОТТ); n_t — коэффициент трансформации трансформаторов тока. Коэффициент схемы принят равным 1 и в выражении (1.7) не учитывается; для схем включения ЭО с $k_{сх} \neq 1$ этот коэффициент должен учитываться. Значение токовой погрешности f (в процентах) в выражении (1.7) определяется при токе, обеспечивающем надежное срабатывание ЭО (не менее чем в 1,4 раза большем тока срабатывания ЭО).

Минимальное значение коэффициента чувствительности для ЭО, определяемое для обеспечения их надежного срабатывания, должно быть приблизительно на 20% больше принимаемого для соответствующих защит. Например, для максимальной токовой защиты в основной зоне $k_{ч} = 1,5$, а для ЭО $k_{ч} \approx 1,8$. В зоне резервирования требуется для защиты $k_{ч} \approx 1,2$, а для ЭО $k_{ч} \approx 1,44$.

При такой раздельной проверке чувствительности защиты и ЭО не требуется согласования их токов срабатывания, т.е. ток срабатывания защиты (реле) может выбираться большим или меньшим, чем ток срабатывания дешунтируемого ЭО. Ранее рекомендовалось выбирать ток срабатывания защиты (реле) обязательно большим, чем ток срабатывания ЭО, с дополнительным учетом погрешности трансформаторов тока.

Если ток срабатывания ЭО оказался большим, чем ток срабатывания защиты, то это необходимо учесть при согласовании чувствительности последующей защиты с этой защитой, т.е. в выражении (1.2) вместо $I_{с.з.пред}$ следует принимать $I_{с.эо} n_t$.

Кроме проверки чувствительности по специальным условиям (1.6) и (1.7), для схем защиты с дешунтированием ЭО необходимо убедиться в том, что максимальное значение дешунтируемого тока ($I_{2к.макс}$) не превышает допустимое для контактов реле:

$$I_{2к.макс} = \frac{I_{к.макс} k_{сх}^{(3)}}{n_t} \leq I_{2 доп} = 150 \text{ А}. \quad (1.8)$$

При необходимости $I_{2к.макс}$ может быть вычислено с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока.

Выбор времени срабатывания и типа времятоковой характеристики МТЗ.

Выдержка времени максимальных токовых защит вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитами предыдущих элементов. Для этого выдержка времени (или время срабатывания) защиты последующей линии Л2 (рис. 1.3) выбирается большей, чем у защит предыдущих элементов, например, линии Л1:

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t. \quad (1.9)$$

При этом обеспечивается селективное (избирательное) отключение в первую очередь ближайшего к месту КЗ выключателя. Тем самым предотвращаются дополнительные излишние отключения неповрежденных элементов.

Величина Δt – ступень селективности или ступень времени (time interval). Её значение выбирается в зависимости от точности работы защитных устройств и времени отключения выключателей.

Значение Δt для защит с независимой характеристикой определяется главным образом точностью работы реле времени. Точность работы современных электромеханических реле времени с часовым механизмом серий ЭВ и РВ снижается с увеличением диапазона уставок по шкале. Поэтому не следует при значениях $t_{с.з.}$ составляющих менее 3,5 с, применять реле с увеличенным диапазоном измерений (9 и особенно 20 с). В практических расчетах для защит смежных элементов с использованием реле РВ и ЭВ-110 и 120 (пределы измерений 1,3 и 3,5 с) принимается среднее значение $\Delta t = 0,4$ с. Если предыдущая защита выполнена без реле времени (токовая отсечка), то допустимо при необходимости принимать $\Delta t = 0,3$ с. Если предыдущая защита выполнена с реле времени РВ или ЭВ-120, а последующая – с реле ЭВ или РВ-130 (предел измерений 9 с), то $\Delta t = 0,5$ с. При выполнении обеих согласуемых защит с реле ЭВ или РВ-130 ступень $\Delta t = 0,6$ с. В редких случаях установки в последующей защите реле ЭВ или РВ-140 (предел измерений 20 с) рекомендуется значительно большая ступень: $\Delta t \approx 2$ с. Для защит с реле типа РВМ-12 и РВМ-13 $\Delta t = 0,5 - 0,6$ с.

При использовании современных полупроводниковых (электронных) реле времени ступень селективности должна определяться в зависимости от паспортных данных этих реле. Опыт применения полупроводниковых органов выдержки времени, например РВ-01, ЯРЭ, указывает на возможность применения в расчетах $\Delta t \approx 0,3 - 0,4$ с.

Для защит с электромеханическими реле, имеющими зависимую характеристику времени срабатывания, $\Delta t \approx 0,6$ с (РТ-80, РТ-90) и $\Delta t \approx 0,8$ с (РТВ). При выполнении защит на смежных элементах с независимой характеристикой или без замедления Δt может приниматься несколько меньшей (0,5 – 0,6 с). При согласовании характеристик защит в зависимой части рекомендуется увеличивать значение Δt , например, для РТВ до 1 с.

Ступень селективности Δt должна обеспечиваться:

а) при согласовании защит с зависимыми характеристиками – при максимальном значении тока КЗ в начале предыдущего участка; такое согласование позволяет в ряде случаев ускорить отключение КЗ.

б) при согласовании защит с независимой и зависимой характеристиками – при токе срабатывания последующей защиты с независимой характеристикой.

Уменьшение времени действия последующих защит может быть достигнуто путем увеличения их тока срабатывания, если это не противоречит требованию чувствительности.

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 $\Delta t = 0,15 - 0,2$ с

(при условии, что на всех смежных линиях используются подобные реле с независимыми времятоковыми характеристиками и однотипные выключатели).

Другим способом ускорения отключения КЗ является использование двух- и особенно трёхступенчатых цифровых защит. Это будет показано в примерах.

В ряде случаев существенное снижение времени отключения КЗ достигается путем использования токовых защит с обратозависимыми от тока времятоковыми характеристиками. При одном и том же значении тока КЗ, проходящего через две смежные защиты с разными токами срабатывания, эти защиты имеют различное время срабатывания по причине разной кратности тока в их измерительных органах (multiples of pickup).

Например, на рис. 1.6 показана сеть с тремя последовательно включенными линиями и защитами 1, 3, 5. У каждой из этих защит выбираются разные значения токов срабатывания $I_{с.з.}$ по условиям (1.1), (1.2) и соответственно по-разному располагаются на карте селективности их времятоковые характеристики 1, 3, 5 (рис. 1.6). По мере приближения условной точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ возрастают, но отношение $I_{к}/I_{с.з.}$ может оставаться примерно неизменным, как и время срабатывания реле, автоматически вычисляемое по этому отношению (кратности тока КЗ).

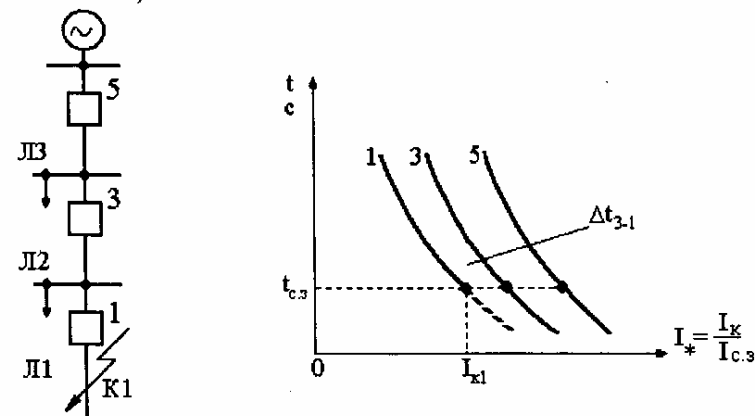


Рис. 1.6. Пример согласования характеристик 1, 3, 5

Как видно из рис. 1.6 это достигается выбором разных значений токов срабатывания защит соседних элементов: у защиты 3 большего значения, чем у защиты 1, а у защиты 5 – большего, чем у защиты 3. При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются и, например, при КЗ линии ЛЗ ее защита 5 сработает так же быстро или еще быстрее, чем защита 1 при КЗ на своей линии Л1 (наиболее удаленной от источника питания).

Использование обратозависимых времятоковых характеристик реле по сравнению с независимыми также позволяет значительно лучше согласовать время действия последующей релейной защиты с предыдущим защитным устройством, выполненным плавкими предохранителями, поскольку у них однотипные зависимости времени срабатывания от значения тока КЗ. Эти и другие преимущества обратозависимых времятоковых характеристик максимальных токовых защит объясняют столь долгое существование этих характеристик и необходимость их реализации и в электромеханических, и в микропроцессорных реле.

В цифровых защитах, использующих стандарт МЭК, имеется возможность выбора одной из шести обратнoзависимых от тока времятоковых характеристик, четыре из которых по стандарту МЭК, одна (RI) – специальная для согласования с характеристиками электромеханических реле RI (индукционного типа) (рис. 1.7). Имеется еще одна характеристика (RXIDG) (1.12) для защиты от замыканий на землю и две с независимым от тока временем срабатывания, для междуфазных КЗ и для замыканий на землю (1.10).

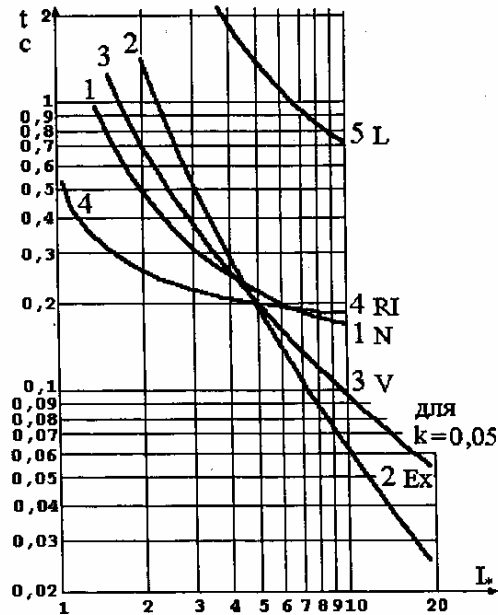


Рис. 1.7. Времятоковые характеристики цифровых реле SPACOM и RE_500 (ABB): 1 – нормальная (N), 2 – экстремальная (Ex), 3 – очень зависимая (V), 4 – RI-характеристика, 5 – с очень продолжительным временем срабатывания (L)

При использовании токовых защит с обратнoзависимыми времятоковыми характеристиками их согласование традиционно производится с помощью *графиков*. Характеристики защит строятся в осях координат «ток-время», причем ординаты представляют время, а абсциссы – ток. Могут быть графики с логарифмическими шкалами тока и времени (например, при согласовании характеристик устройств релейной защиты и плавких предохранителей) или с пропорциональными шкалами. Может быть и так, что одна из шкал логарифмическая, а другая пропорциональная.

На шкале токов должны быть указаны *первичные* токи, причем соответствующие какой-то *одной* ступени напряжения.

Согласование характеристик зависимых защит по времени начинается с определения расчетной точки повреждения и соответствующего ей расчетного тока КЗ, что зависит от типов и уставок защит последующего и предыдущего элементов.

Как правило, токовые защиты реагируют на одни и те же величины: на токи в фазах защищаемых линий. В редких случаях одна из защит может иметь другое исполнение, например использовать *разность* двух фазных токов (так называемая «восьмерка»). Такая защита имеет разную чувствительность при разных видах КЗ, и ее времятоковая характеристика на карте селективности изображается в виде *зоны*.

Применение такой схемы на промежуточном элементе сети 6(10) кВ усложняет согласование и приводит к общему увеличению времени действия максимальных токовых защит в этой сети. Чувствительность защит линий, выполненных по схеме «восьмерки», ниже в 1,73 раза, чем у защит с двумя реле, включенными на фазные токи. По этим причинам однорелейная схема защиты с включением реле на разность токов двух фаз для защиты линий сейчас не применяется.

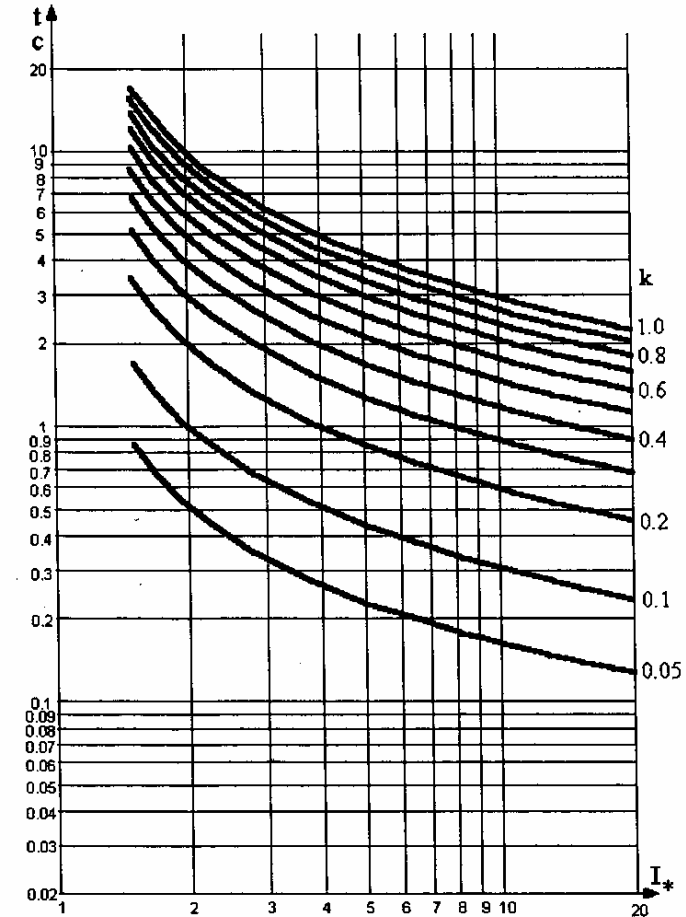


Рис. 1.8. Нормальная характеристика по МЭК (Тип Normal inverse, $\alpha = 0,02$; $\beta = 0,14$)

Далее в примерах показано согласование времятоковых характеристик для нескольких пар защитных устройств: защиты и плавкого предохранителя, зависимых защит при отсутствии и при наличии токовой отсечки, независимой и зависимой характеристик при одиночной и параллельных предыдущих линиях. В этих примерах учитываются и токи нагрузки неповрежденных элементов, которые проходят через последующую защиту в сумме с током короткого замыкания поврежденного предыдущего элемента. В ряде случаев пренебрежение токами нагрузки может

привести к неправильному выбору уставок защиты последующего элемента и, как следствие, к ее неселективному срабатыванию при КЗ на предыдущем элементе.

При выборе наиболее подходящей характеристики в России следует начинать с «нормальной» характеристики по стандарту МЭК (рис. 1.8). Далее следует определить относительное значение расчетного тока (кратность) $I_* = I_k / I_{c.3}$. Имеется в виду, что ток срабатывания защиты $I_{c.3}$ ранее уже выбран по условиям (1.1), (1.2) и (1.4).

Необходимое время срабатывания защиты $t_{c.3}$ выбирается по условию (1.9). Для вычисления «временного» коэффициента k (рис. 1.8) используется выражение (1.10):

$$k = \frac{t_{c.3} (I_*^\alpha - 1)}{\beta} \quad (1.10)$$

Постоянные коэффициенты α и β определяют крутизну зависимых времятоковых характеристик и имеют следующие значения для каждого из типов «семейства» характеристик МЭК:

«нормальная» $\alpha = 0,02, \beta = 0,14$;

«очень зависимая» (very inverse) $\alpha = 1, \beta = 13,5$;

«экстремально зависимая» (extremely inverse) $\alpha = 2, \beta = 80$;

«зависимая с очень продолжительным временем» (long time inverse) $\alpha = 1, \beta = 120$.

В момент КЗ время срабатывания защиты при выбранном типе характеристики, известном $I_{c.3}$ и выбранном по выражению (1.10) коэффициенте k определяется автоматически по выражению (1.11):

$$t = \frac{k \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1} \quad (1.11)$$

Для построения конкретной характеристики $t = f(I_k)$ следует задаться несколькими значениями тока КЗ.

Примечательно, что «нормальные» характеристики по МЭК использовались в СССР еще в 1980-х гг. в микронормальном комплектном устройстве РЗА типа ЯРЭ-2801, которое до сих пор выпускается в г. Чебоксары (ЧЭАЗ).

Специальная характеристика семейства типа RI математически выражается формулой:

$$t = \frac{k}{0,339 - 0,236 \cdot I_{c.3} / I_k} = \frac{k}{0,339 - 0,236 \cdot 1 / I_*} \quad (1.12)$$

где обозначения такие же, как в выражении (1.11).

Это семейство не входит в стандарт МЭК и используется в тех странах, где еще могут находиться в эксплуатации аналоговые индукционные реле типа RI. В России, как правило, нецелесообразно использовать характеристики этого семейства.

Выбор тех или иных характеристик зависит от типа защитного устройства как на предыдущем (нижестоящем), так и на последующем (вышестоящем) элементах, а также от существующих или заданных уставок на одном из этих элементов. Надо отметить, что в цифровых защитах разных фирм-изготовителей могут быть записаны и другие характеристики защит от междуфазных КЗ, но, как правило, во всех известных реле имеется также и «нормальная» характеристика по стандарту МЭК.

§ 1.3. Расчет рабочих уставок ступенчатых токовых защит линий от междуфазных КЗ с цифровыми и аналоговыми реле

Рассмотрим несколько характерных случаев выбора рабочих характеристик и уставок для разных типов защитной аппаратуры в сетях 10 и 6 кВ.

Сначала рассматривается согласование РЗ линии 10 кВ и плавкого предохранителя трансформатора.

Случай 1, когда предыдущим элементом является трансформатор 10/0,4 кВ, защита которого выполнена отечественными плавкими предохранителями (кварцевыми) типа ПКТ, а последующим элементом является линия 10 кВ с защитой на цифровом реле SPAC (рис. 1.9). Необходимо выбрать характеристику МТЗ на реле SPAC, которая обеспечивала бы селективную работу этих защитных устройств.

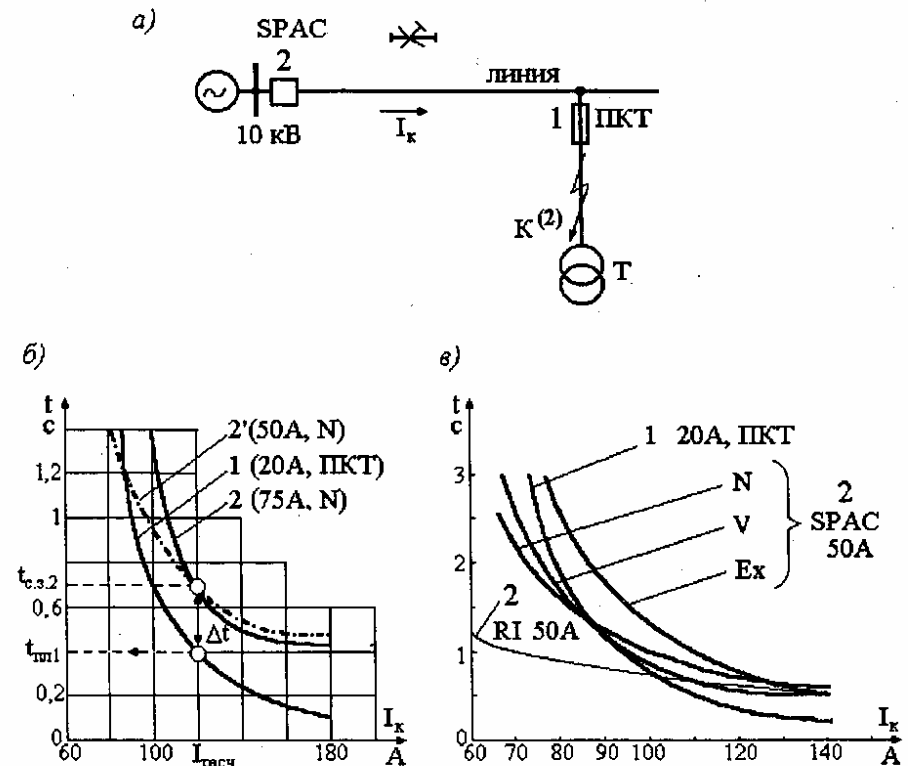


Рис. 1.9. Пример согласования различных характеристик цифрового реле серии SPAC и плавкого предохранителя

Главной задачей расчета является обеспечение селективности работы защиты линии на реле SPAC при устойчивом КЗ на выводах 10 кВ рассматриваемого трансформатора. Здесь междуфазные КЗ значительно более вероятны, чем внутри бака трансформатора. При КЗ на выводах низшего напряжения защиты питающих линий часто вообще нечувствительны, что допускается «Правилами устройства электроустановок».

Расчет рекомендуется начать с ближайшего наиболее мощного трансформатора 10/0,4 кВ. Номинальный ток плавких предохранителей типа ПКТ на стороне 10 кВ $I_{пр}$ в амперах должен соответствовать номинальной мощности трансформатора $S_{ном}$, МВ·А:

$S_{ном}$, МВ·А	0,063	0,1	0,16	0,25	0,4	0,63
$I_{пр}$, А	10	16	20	31,5	50	80

Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ, как и предохранителей других типов, приводятся в информационных материалах их заводоизготовителей и в справочниках. Времятоковая характеристика предохранителя ПКТ с $I_{пр} = 20$ А показана на рис. 1.9 (кривая 1).

При известном значении тока $I_{к}^{(2)}$ следует определить время плавления $t_{пл}$ плавкой вставки (fuse link), соответствующее расчетному току $I_{расч} = 0,8 \cdot I_{к}^{(2)}$. Уменьшение тока КЗ производится для учета допускаемого для предохранителей разброса времятоковых характеристик на $\pm 20\%$.

При этом расчетном токе время срабатывания последующей (вышестоящей) релейной защиты 2 с реле SPAC должно быть выбрано по выражению (1.9):

$$t_{с.2} = t_{пл} + \Delta t,$$

где Δt – степень селективности; при отсутствии на питающей линии АПВ (autoreclosing) степень селективности должна учитывать время гашения электрической дуги в патроне плавкого предохранителя, но при наличии АПВ это время можно не учитывать, так как дуга погаснет во время безтоковой паузы перед АПВ.

Для выбранного по условиям (1.1), (1.2) и (1.4) тока срабатывания защиты 2 определяется кратность тока $I_* = 0,8 \cdot I_{к.мин}^{(2)} / I_{с.2}$, и затем подбирается времятоковая характеристика реле SPAC защиты 2. Рекомендуется начать выбор с «нормальной» характеристики. Для этой характеристики SPAC определяем коэффициент k по выражению (1.10), где $\alpha = 0,02$; $\beta = 0,14$.

Далее для построения времятоковой характеристики реле SPAC защиты 2 рассчитываются значения $t_{с.2}$ при нескольких произвольных значениях I_* , например, 1,5; 2; 2,5 и 3 при выбранном k по выражению (1.10).

Построенные времятоковые характеристики 1 и 2 покажут, удалось ли обеспечить селективность во всем диапазоне возможных токов КЗ или только при больших значениях этих токов. Сделаем два числовых примера к этому случаю.

Пример 1. Трансформатор 0,16 МВ·А, $I_{пр} = 20$ А. Ток срабатывания защиты 2 $I_{с.2} = 75$ А (первичных). Ток $I_{к.мин}^{(2)} = 150$ А. Определяется расчетный ток: $I_{расч} = 0,8 \times I_{к.мин}^{(2)} = 0,8 \cdot 150 = 120$ А. При этом токе определяется время плавления плавкого предохранителя: $t_{пл} = 0,4$ с (рис. 1.9). Принимаем степень селективности $\Delta t = 0,3$ с и определяем $t_{с.2} = t_{пл} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7$ с.

Кратность тока $I_* = 0,8 \cdot I_{к.мин}^{(2)} / I_{с.2} = 120 / 75 = 1,6$. Для «нормальной» характеристики по выражению (1.10) определяется коэффициент k :

$$k = \frac{0,7 \cdot (1,6^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,047.$$

Принимается минимальная уставка коэффициента $k = 0,05$ (рис. 1.8).

Для построения времятоковой характеристики реле SPAC защиты 2 рассчитывается несколько значений $t_{с.2}$ по выражению (1.11):

$$\text{При } I_* = 1,3 \text{ (100 А)} \quad t_{с.2} = \frac{0,05 \cdot 0,14}{1,3^{0,02} - 1} = 1,9 \text{ с}$$

1,5 (112 А)	0,86 с
2,0 (150 А)	0,5 с
2,5 (187 А)	0,4 с.

Построенные характеристики 1 и 2 показывают, что селективность обеспечивается при всех значениях токов КЗ (рис. 1.9).

Пример 2. При тех же данных, что и в предыдущем примере, но при меньшем токе срабатывания защиты 2, например, $I_{с.2} = 50$ А (первичных), кратность тока $I_* = 120/50 = 2,4$, а коэффициент k по выражению (1.10): $k = \frac{0,7 \cdot (2,4^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,09$,

принимаем $k = 0,1$.

По выражению (1.11) для «нормальной» времятоковой характеристики определяем $t_{с.2}$ при разных кратностях тока I_* :

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

Построенная на рис. 1.9, б штрих-пунктирная кривая 2' пересекается с характеристикой предохранителя 1, что указывает на отсутствие селективности при малых значениях токов КЗ, т.е. при маловероятных междуфазных КЗ внутри трансформатора. Если защита 2 чувствительна к КЗ за трансформатором, то рекомендуется согласовать характеристики этой линейной защиты 2 и автоматических выключателей на линиях низшего напряжения (0,4 кВ).

В этом же случае можно попробовать использовать другую времятоковую характеристику SPAC, а именно «очень зависимую» (very inverse-time) характеристику, для которой значения коэффициентов $\alpha = 1$, $\beta = 13,5$. Для этой характеристики определяем коэффициент k по выражению (1.10):

$$k = \frac{t_{с.2} \cdot (I_*^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{t_{с.2} \cdot (I_* - 1)}{13,5};$$

при $t_{с.2} = 0,7$ с и $I_* = 120 / 50 = 2,4$ $k = 0,07$. Определяется по выражению (1.11) время срабатывания реле SPAC при разных кратностях тока: 1,3; 1,5; 2,0; 2,5 и 3. При $I_* = 1,3$ ($I = 65$ А):

$$t_{с.2} = \frac{0,07 \cdot 13,5}{I_* - 1} = \frac{0,07 \cdot 13,5}{1,3 - 1} = 4 \text{ с.}$$

при $I_* = 1,5$ (75 А)	$t_{с.2} = 1,9$ с
1,8 (90 А)	1,2 с
2,0 (100 А)	0,9 с
2,5 (125 А)	0,6 с

3,0 (150 A)..... 0,5 с.

Из этих цифр видно, что использование этого типа характеристики несколько уменьшает время срабатывания защиты 2 при больших токах КЗ.

Кривая 2V построена на рис. 1.9, в в масштабе отличном от рис. 1.9, б.

Далее для сравнения сделаем расчет «экстремальной» времятоковой характеристики («extremely inverse») для которой значения $\alpha=2$, $\beta=80$. Коэффициент k определяется по выражению (1.10):

$$k = \frac{t_{c.3} \cdot (I_*^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{t_{c.3} \cdot (I_*^2 - 1)}{80}$$

и для $t_{c.3.2} = 0,7$ с и $I_* = 120 / 50 = 2,4$ $k = 0,04$, но принимаем $k = 0,05$ (минимально возможный). По выражению (1.11):

$$t_{c.3} = \frac{0,05 \cdot 80}{I_*^2 - 1} = \frac{4}{I_*^2 - 1}$$

определяется несколько значений $t_{c.3}$:

при $I_* = 1,3$ (65 A)	$t_{c.3} = 5,8$ с
1,5 (75 A).....	3,2 с
1,8 (90 A).....	1,8 с
2,0 (100 A).....	1,3 с
2,5 (125 A).....	0,76 с
3,0 (150 A).....	0,5 с

Экстремальная характеристика построена на рис. 1.9, в (кривая Ex). Хорошо видно, что защита 2 с «экстремальной» характеристикой обеспечивает значительно лучшую селективность защиты линии с предохранителем I , чем с другими характеристиками («нормальной» N и «очень зависимой» V). Однако при повреждениях на линии, например, в диапазоне токов КЗ от 80 до 110 А при использовании экстремальной характеристики защита линии будет действовать значительно медленнее, чем при использовании других характеристик. Поскольку вероятность КЗ на линиях значительно выше, чем вероятность междуфазных КЗ внутри бака трансформаторов, использование экстремальной характеристики в данном случае следует считать нецелесообразным. Тем более, что при КЗ на выводах трансформатора (в данном примере $I_k = 150$ А, рис. 1.9, а) все рассмотренные характеристики идентичны: $t_{c.3} \approx 0,5$ с. Кроме того, использование «экстремальной» характеристики вместо «нормальной» может потребовать увеличение времени срабатывания вышестоящей защиты (которая на рис. 1.9 не показана).

Построенная RI-характеристика защиты 2 с тем же током срабатывания 50 А оказывается совершенно непригодной по условию согласования с времятоковой характеристикой 1 плавкого предохранителя типа ПКТ.

Случай 2, когда на предыдущей (нижестоящей) линии Л1 установлена защита с индукционным реле РТ-80 с обратнoзависимой времятоковой характеристикой (рис. 1.10) с известными уставками, а на последующей (вышестоящей) линии 2 надо выбрать обратнoзависимую характеристику МТЗ реле SPAC. Предположим, что ток срабатывания защиты 2 уже выбран по условиям (1.1), (1.2) и (1.4) и равен, например, 120 А (первичных).

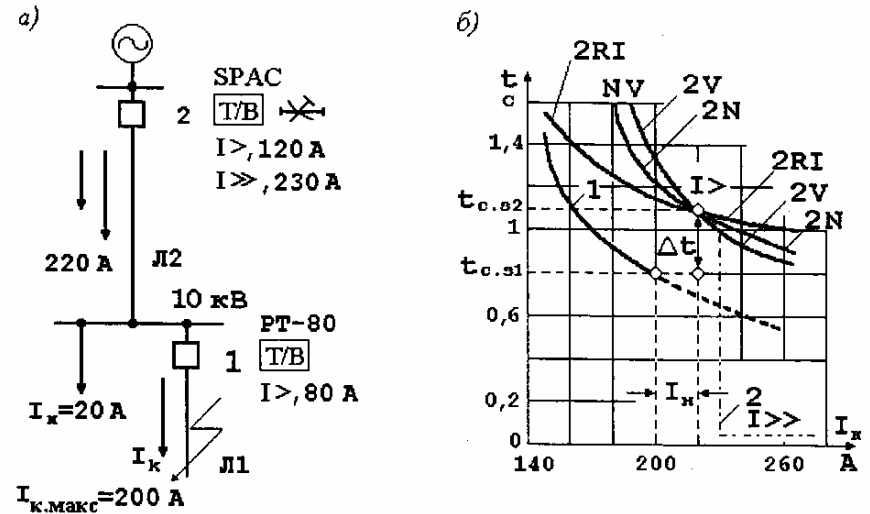


Рис. 1.10. Пример согласования характеристик реле SPAC и дискового индукционного реле РТ-80

Для защиты 2 вначале выбираем «нормальную» характеристику, выраженную формулой (1.11), где $\alpha = 0,02$, $\beta = 0,14$. Кратность тока I_* определяется по отношению к току срабатывания (уставке) $I_{c.3} = 120$ А.

За расчетный ток через защиту 2 принимается сумма токов: максимальное значение тока при КЗ в начале предыдущей линии 1 (200 А) плюс ток нагрузки неповрежденных предыдущих линий (20 А). Таким образом,

$$I_{*2} = \frac{220 \text{ А}}{120 \text{ А}} = 1,83.$$

Время срабатывания защиты 1 при КЗ в начале защищаемой линии ($I_{k,max} = 200$ А и $I_{*1} = \frac{200}{80} = 2,5$) определяется по типовой характеристике реле РТ-80 равным $t_{c.3.1} = 0,8$ с (рис. 1.10). Принимая $\Delta t = 0,3$ с, получаем, что для реле SPAC $t_{c.3.2} = 0,8 + 0,3 = 1,1$ с при $I_* = 1,83$.

Выбирается коэффициент k для «нормальной» характеристики защиты 2 по выражению (1.10):

$$k = \frac{t_{c.3.2} \cdot (I_*^{0,02} - 1)}{\beta} = \frac{1,1(1,83^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,1.$$

Для построения «нормальной» времятоковой характеристики реле SPAC защиты 2 рассчитываются значения $t_{c.3.2}$ при нескольких произвольных значениях I_* по формуле (1.11) при выбранном $k = 0,1$:

$$t_{c.3} = \frac{k\beta}{I_*^\alpha - 1} = \frac{0,1 \cdot 0,14}{I_*^{0,02} - 1}.$$

Результаты расчета следующие:

при	$I_* = 1,5(180 \text{ A})$	$t_{c.з.2} = 1,7 \text{ с}$
	1,7(200 A).....	1,3 с
	2,0(240 A).....	1,0 с
	2,5(300 A).....	0,75 с
	3,0(360 A).....	0,6 с

«Нормальная» характеристика защиты 2 показана на рис. 1.10.

Для сравнения построим на том же рисунке «очень зависимую» характеристику защиты 2V (very inverse), для которой $\alpha = 1$, а $\beta = 13,5$. Выбираем значение коэффициента k по выражению (1.11):

$$k = \frac{1,1(1,83^1 - 1)}{13,5} = 0,07.$$

Далее рассчитываются точки этой кривой:

при	$I_* = 1,5 (180 \text{ A})$	$t_{c.з.2} = 1,9 \text{ с}$
	1,7 (200 A).....	1,35 с
	2,0 (240 A).....	0,9 с
	2,5 (300 A).....	0,6 с
	3,0 (360 A).....	0,47 с

Характеристика 2V обеспечивает несколько более быстрое отключение близких КЗ на защищаемой линии Л2. Однако это не будет иметь значения, если у защиты 2 ввести токовую отсечку ($I \gg$). Выбор уставок для такого варианта будет подробно рассмотрен далее.

Также для сравнения построим на том же рис. 1.10 кривую RI-характеристики защиты 2 по формуле (1.12). Кривая 2RI при малых значениях токов КЗ опасно сближается с кривой 1, что может вызвать неселективное действие вышестоящей защиты 2.

Необходимо обратить внимание на трансформаторы тока (ТТ) защиты 1 и рассчитать их погрешность при том же расчетном токе, при котором определялось время срабатывания защиты 1. В данном случае это ток при КЗ в начале предыдущей линии 1 (200 А на рис. 1.10). Погрешность ТТ не должна превышать 10%. Увеличение погрешности ТТ вызывает уменьшение тока в реле и, как следствие, увеличение времени срабатывания зависимой защиты 1 и может привести к неселективному отключению линии Л2. Расчет погрешностей ТТ рассматривается далее в этой книге.

Случай 3 отличается от предыдущего случая 2 тем, что в реле РТ-80 защиты 1 введена в действие «отсечка» – электромагнитный элемент мгновенного действия ($I \gg$) с током срабатывания, например, в 2 раза большим, чем ток срабатывания индукционного элемента:

$$I_{c.o.} = 2 \cdot I_{c.з.} = 2 \cdot 8 = 160 \text{ A (первичных)}.$$

Характеристика защиты 1 показана на рис. 1.11, б.

Для выбора коэффициента k «нормальной» обратнoзависимой времятоковой характеристики МТЗ защиты 2 ($I >$) определяется кратность тока

$$I_* = \frac{I_{c.o.1} + I_n}{I_{c.з.2}} = \frac{160 + 20}{120} = 1,5, \text{ где } I_{c.з.2} = 120 \text{ A из предыдущего случая 2.}$$

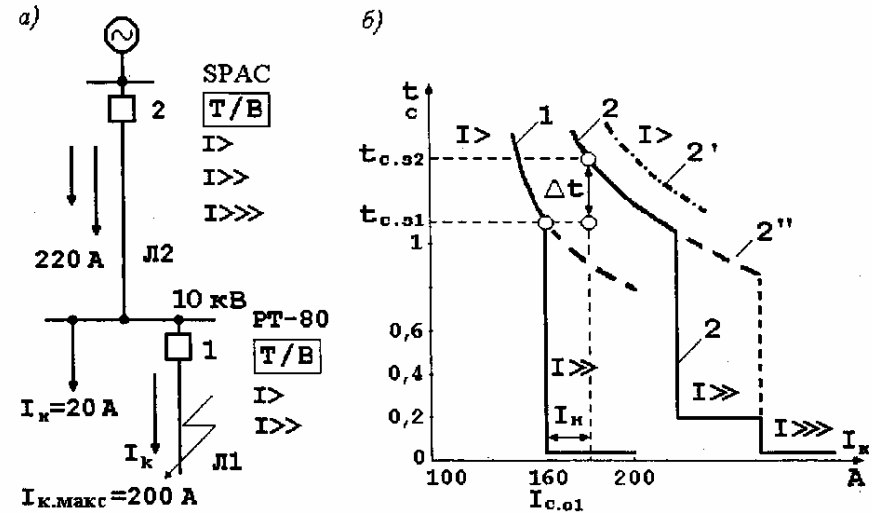


Рис. 1.11. Пример согласования характеристик цифрового реле SPAC с трёхступенчатой токовой защитой и реле РТ-80 с использованием «отсечки»

Затем определяем время срабатывания МТЗ защиты 2 по условию:

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

где $t_{c.з.1}$ – время срабатывания защиты 1 при токе КЗ, равном току срабатывания отсечки в реле РТ-80, т.е. 160 А (рис. 1.11, б).

Коэффициент k определяется по выражению (1.10):

$$k = \frac{1,4(1,5^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,08.$$

Построение кривой 2 производится так же как в предыдущем случае по следующим точкам (сплошная линия на рис. 1.11, б):

$I_* = 1,3 (156 \text{ A})$	$t_{c.з.2} = 2,1 \text{ с}$
1,5 (180 A).....	1,4 с
1,7 (200 A).....	1,05 с
2,0 (240 A).....	0,8 с и т.д.

Для сравнения показана характеристика защиты 2 из предыдущего случая 2, которая идет несколько выше (штрих-пунктирная кривая 2'). Снижение времени срабатывания последующей защиты 2 достигнуто в данном случае благодаря наличию отсечки с $t_{c.o.} = 0 \text{ с}$ у предыдущей защиты 1. Но ещё более значительное снижение времени срабатывания защиты 2 достигается тем, что в реле SPAC имеется двух или трехступенчатая токовая защита.

Выбираем ток срабатывания для отсечки $I \gg$ защиты 2 по условию (1.2) согласования с отсечкой защиты 1:

$$I_{c.o.2} = k_{н.с.} \cdot (I_{c.o.1} + I_n) = 1,3 \cdot (160 + 20) = 234 \text{ A.}$$

При выбранном токе срабатывания отсечки 2 оказывается недостаточно надёжно отстроенной от КЗ в начале предыдущей линии Л1: $k_n = \frac{I_{c.o.2}}{I_k} = \frac{234}{200} = 1,17$

(рис. 1.11). Обычно считается достаточным $k_n \geq 1,2$. Поэтому следует ввести небольшое замедление действия этой отсечки, выбрав по выражению (1.9):

$$t_{c.o.2} = t_{c.o.1} + \Delta t = 0 + (0,2 + 0,3) = (0,2 + 0,3) \text{ с.}$$

Это будет правильным решением, если в реле SPAC имеется ещё одна отсечка I >>>, для которой следует выбрать ток срабатывания по условию отстройки от максимального тока КЗ на Л1:

$$I_{c.o.2} \geq k_n \cdot I_{k \text{ макс}} = (1,2 + 1,3) \cdot 200 = 260 + 290 \text{ А и тогда } t = 0 \text{ с.}$$

В том случае, когда в реле 2 имеется только двухступенчатая токовая защита 2 следует для второй ступени (I >>>) выбрать $I_{c.o.2} = 260 + 290 \text{ А}$ и $t = 0 \text{ с}$ (штриховая линия 2» на рис. 1.11) Из рис. 1.11, б видно, что трёхступенчатая токовая защита 2 значительно ускоряет отключение КЗ на линии Л2 в диапазоне токов от 234 А до (260 – 290) А по сравнению с двухступенчатой токовой защитой.

Важно отметить, что на предыдущей линии Л1 двухступенчатая токовая защита может быть выполнена не только на аналоговом реле косвенного действия, но и на реле прямого действия: РТМ (отсечка) и РТВ (МТЗ). В этих случаях, прежде всего, следует убедиться в возможности надёжного срабатывания токовой отсечки (реле РТМ) при реальных значениях погрешности трансформаторов тока, поскольку для этих защит допускаются погрешности трансформаторов тока более 10% и реально они могут быть даже более 50%.

Случай 4: когда на питающем элементе 2 (рис. 1.12) установлена максимальная токовая защита с независимой характеристикой с заданными уставками: 600 А (первичных), 1 с.

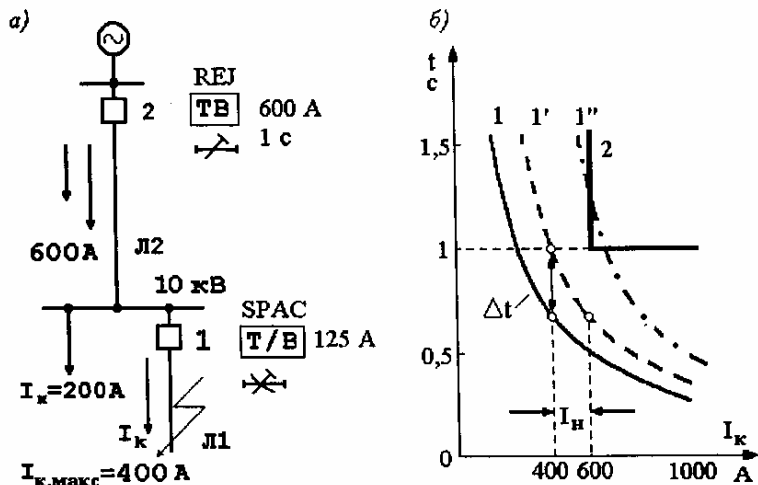


Рис. 1.12. Пример согласования обратнозависимой характеристики реле SPAC и независимой характеристики МТЗ последующего элемента

Необходимо выбрать обратнозависимую характеристику МТЗ цифрового реле на предыдущей (нижестоящей) линии Л1, которая обеспечивала бы необходимую селективность с защитой питающего (вышестоящего) элемента 2.

Степень селективности Δt между характеристиками защит 2 и 1 должна обеспечиваться при токе КЗ равном току срабатывания вышестоящей защиты 2 минус ток нагрузки неповрежденных элементов (рис. 1.12): $I_k = 600 - 200 = 400 \text{ А}$.

Время срабатывания защиты 1 при этом токе КЗ выбирается по условию селективности:

$$t_{c.1} = t_{c.2} - \Delta t = 1 - 0,3 = 0,7 \text{ с.}$$

Предположим, что ток срабатывания защиты 1 не более 125 А, и определим кратность этого тока в выбранной контрольной точке характеристики 1:

$$I_* = 400 / 125 = 3,2.$$

При расчете МТЗ линий 10(6) кВ в России рекомендуется, прежде всего, рассмотреть возможность использования «нормальной» обратнозависимой характеристики цифрового реле. Для нее определяется по выражению (1.10) коэффициент k :

$$k = \frac{t_{c.1} \cdot (I_*^\alpha - 1)}{\beta} = \frac{0,7(3,2^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,12.$$

Для построения времятоковой «нормальной» характеристики цифрового реле (например, SPAC) защиты 1 рассчитывается несколько значений $t_{c.1}$ по выражению (1.11):

При $I_* = 1,5$ $t_{c.1} = \frac{0,12 \cdot 0,14}{1,5^{0,02} - 1} = 2 \text{ с } (I_k = 187,5 \text{ А}),$
 2 (250 А)..... 1,2 с
 2,5 (312,5 А)..... 0,9 с и т.д.

Кривая 1 построена на рис. 1.12, б.

Учет влияния нагрузки очень важен для обеспечения селективной работы защит с обратнозависимыми времятоковыми характеристиками, так как время срабатывания этих защит зависит от значения проходящего тока. Если бы мы не учли влияние тока нагрузки неповрежденных линий (200 А в этом примере), то могли бы ошибочно выбрать контрольную точку с параметрами 0,7 с и 600 А и построить характеристику 1' (штриховая линия на рис. 1.12, б). Однако при токе КЗ, равном 600 А, когда приходит в действие защита 2 и срабатывает через 1 с, через защиту 1 проходит не 600 А, а (600 – 200) А, т.е. 400 А! При этом токе время срабатывания защиты 1 с ошибочно выбранной характеристикой 1' будет более 1,2 с, и защита попросту не успеет сработать раньше, чем защита 2 (вышестоящая). Это показывает штрихпунктирная кривая 1'' на рис. 1.12, б.

Неселективное отключение всей секции 10 кВ приведет к дополнительному ущербу от недоотпуска электроэнергии. Можно приблизительно оценить этот ущерб, как делается в зарубежных странах, например в Скандинавии.

Дополнительно отключенная нагрузка с $I_n = 200 \text{ А}$ соответствует 3600 кВ·А или при $\cos \varphi = 0,8$ равна $P = 2880 \text{ кВт}$.

Стоимость ущерба в USD на 1 кВт от прекращения электроснабжения рассчитывается по формуле:

$$c = a + t \cdot b, \tag{1.13}$$

где a – постоянная (фиксированная) часть ущерба (USD/кВт); b – переменная часть ущерба (USD/кВт·ч); t – продолжительность отсутствия электроснабжения (ч).

Ущерб в USD при известном электропотреблении P подсчитывается с учетом P :

$$y = a \cdot P + t \cdot b \cdot P, \quad (1.14)$$

где P – потребляемая мощность (кВт).

Постоянная составляющая (a) учитывается, невзирая на продолжительность отсутствия электроснабжения, будь то одна секунда или несколько часов. Переменная составляющая (b) различна для разных потребителей и дана как средняя величина в следующей таблице:

Потребительский сектор	Сельский	Бытовой	Промышленный	Обслуживание	Муниципальный
Постоянная составляющая «а», USD/кВт	0	0	1,2	1,1	0,5
Переменная составляющая «б», USD/кВт·ч	8,1	1,6	12,2	7,8	4,8

В этой таблице стоимость ущерба у скандинавских потребителей по причине прекращения электроснабжения базируется на данных из работы «Kostnader for elavbrott, TemaNord, 1994 627». Количество проанализированных в этой работе потребителей более 13 тысяч. Главный метод для анализа – обследование потребителей. Стоимость ущерба определялась самими потребителями.

Предположим, что на оперативные переговоры и осмотр распределительного устройства 10 кВ, отключенного действием МТЗ, потребуется 0,5 часа. Тогда продолжительность отсутствия электроснабжения в выражениях (1.13) и (1.14) равна $t = 0,5$ ч. Легко подсчитать, что ущерб для сельских потребителей:

$$y = 0 + 0,5 \cdot 8,1 \cdot 2880 = 11664 \text{ USD},$$

а для промышленных потребителей:

$$y = 1,2 \cdot 2880 + 0,5 \cdot 12,2 \cdot 2880 = 21024 \text{ USD}.$$

Эти, разумеется, весьма приближенные цифры указывают на важность правильного выбора характеристик срабатывания максимальных токовых защит, как и других устройств релейной защиты, а, следовательно, и на большую ответственность инженеров по расчетам релейной защиты.

Случай 5, когда необходимо выбрать параметры срабатывания защиты 2 ввода (трансформатора), питающего несколько фидеров 10 кВ, два из которых работают параллельно (рис. 1.13). При этом следует учитывать распределение токов при КЗ в сети приёмной подстанции РТП2, когда через защиту 1 каждой из линий Л1 и Л2 идет $0,5I_k$, а через защиту 2 – полный ток I_k плюс суммарный рабочий ток нагрузки неповреждённых элементов I_n , в данном примере равный 500 А. В наиболее тяжёлом расчётном случае принимается такое значение тока I_k , при котором приходит в действие последующая защита 2. В данном примере задано $I_{c.3.2} = 1600$ А, а ток

$I_k = I_{c.3.2} - I_n = 1600 - 500 = 1100$ А. Характеристика защиты 2 – независимая. На линиях Л1 и Л2 со стороны питающей подстанции РТП1 максимальные токовые защиты 1 выполнены на цифровых реле с характеристиками по стандарту МЭК, в данном примере ток срабатывания 200 А, характеристика «нормальная», коэффициент k равен 0,1.

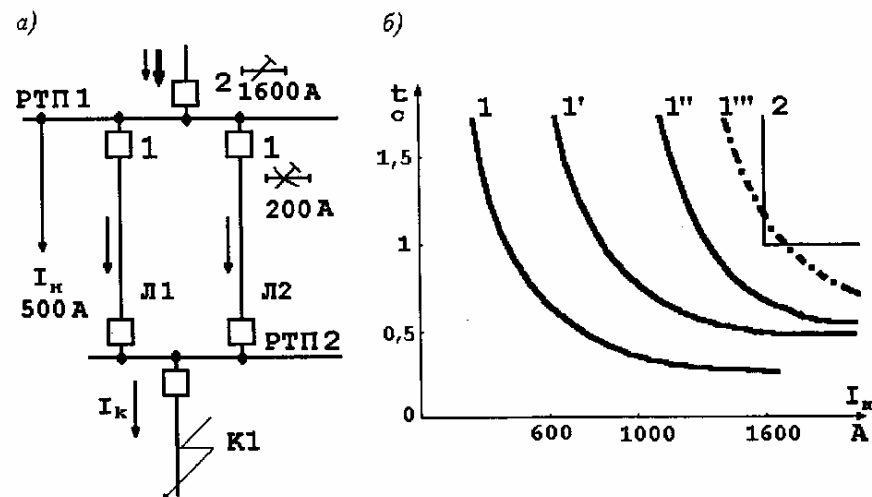


Рис. 1.13. Пример согласования характеристик токовых защит для сети с параллельно работающими линиями Л1 и Л2

Для построения времятоковой характеристики защиты 1 для случая раздельной работы Л1 и Л2 используется выражение (1.11). Для построения «суммарной» времятоковой характеристики для случая параллельной работы линии Л1 и Л2 используется это же выражение, но вместо I_* подставляется значение $0,5I_*$, которое отражает такое токораспределение, при котором по каждой из этих линий идёт половина тока КЗ. Например,

$$t = \frac{0,1 \cdot 0,14}{(0,5 \cdot I_*)^{0,02} - 1} = \frac{0,1 \cdot 0,14}{(0,5 \cdot \frac{1100}{200})^{0,02} - 1} = 0,75 \text{ с}.$$

На рис. 1.13, б времятоковая характеристика 1 соответствует раздельной работе линий Л1 и Л2, а характеристика 1' – параллельной работе этих линий.

Характеристика 1'', учитывающая ток нагрузки, строится по точкам, определяемым также по выражению (1.11), в котором вместо I_* используется $(0,5 I_* - I_n)$. Эта характеристика оказывается сдвинутой вправо на значение I_n , в данном примере на 500 А (кривая 1'' на рис. 1.13, б).

При заданном токе срабатывания защиты 2 равном $I_{c.3.2} = 1600$ А определяется $t_{c.3.2} = t_{c.3.1} + \Delta t = 0,68 + 0,3 = 1$ с, где $t_{c.3.1} = 0,68$ с определяется по выражению (1.11), в котором

$$I_* = \frac{0,5 \cdot (I_{c.3.2} - I_n)}{I_{c.3.1}} = \frac{0,5 \cdot (1600 - 500)}{200} = 2,75,$$

либо по кривой I'' на рис. 1.13, б.

Если бы линии $L1$ и $L2$ работали раздельно на РТП2 (например, через межсекционный выключатель), можно было бы выбрать меньшее время срабатывания защиты питающего элемента 2 (примерно на одну ступень).

Параллельная работа более чем двух линий крайне нежелательна, так как требует увеличения либо тока, либо времени срабатывания защиты питающего элемента 2. Например, при том же токе срабатывания $I_{с.з.2}$ пришлось бы выбрать $t_{с.з.2} = 1,5$ с, если бы параллельно работали три линии.

Особенно опасно несанкционированное включение линий 10(6) кВ на параллельную работу. На рис. 1.13, б штрихпунктирная кривая I''' соответствует времятоковой характеристике для случая параллельной работы трёх линий. При этом наглядно видно, что защита питающего ввода 2 сработает неселективно при КЗ в точке $K1$ и отказе выключателя или защиты поврежденного элемента.

Для снижения уставок максимальных защит питающих элементов в городских сетях: 1) ограничивают число параллельно работающих кабельных линий, используя устройства АВР; 2) секционируют шины на приемных подстанциях, устанавливая на секционных выключателях мгновенную неселективную защиту («слабую связь»), прекращающую параллельную работу при КЗ в сети; 3) применяют на питающих концах параллельно работающих линий максимальные защиты с независимыми характеристиками, если это допустимо по условию согласования их характеристик с обратнoзависимыми времятоковыми характеристиками защит питаемых (нижестоящих) элементов, например трансформаторов 6/0,4 кВ и 10/0,4 кВ, которые защищаются плавкими предохранителями типа ПКТ.

Приведенные выше примеры не охватывают все возможные расчетные случаи, но рассмотренная методика выбора времятоковых характеристик и параметров срабатывания токовых защит поможет инженеру-релейщику найти правильное решение и при других расчетных условиях.

В заключение следует напомнить, что после выбора выдержек времени максимальных токовых защит по условию селективности необходимо в ряде случаев проверять *термическую стойкость* защищаемого элемента, т.е. допустимость прохождения максимального тока КЗ в течение выбранного времени действия защиты. Это объясняется тем, что термическое воздействие электрического тока прямо пропорционально времени его прохождения. При недопустимо длительном прохождении большого сверхтока может произойти опасный перегрев токоведущих частей и изоляции и разрушение защищаемого элемента, например перегорание проводов воздушных линий электропередачи малого сечения, повреждение электрических кабелей и т.п. Следует учитывать и дополнительное время прохождения тока КЗ после АПВ – линии на устойчивое (неустранившееся) повреждение. Здесь надо ещё раз отметить, что цифровые реле позволяют существенно ускорить отключение КЗ за счет высокой точности работы и наличия «ускорения» защиты после АПВ – линии (последнее невозможно при использовании электромеханических реле РТ-80 и РТВ).

При использовании в сети только цифровых реле можно принимать ступени селективности $\Delta t = 0,15 \div 0,2$ с. При необходимости можно использовать трёхступенчатую токовую защиту и обеспечить отключение близких КЗ на линии с $t = 0$ с ($I \gg \gg$), а более удалённых – с $t = 0,15 - 0,2$ с. ($I \gg$). Следующий пример показывает возможность использования голых проводов ЛЭП 10 кВ меньшего сечения только за счёт замены электромеханических реле РТВ на цифровые реле и ускорения тем самым отключения КЗ.

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

$$S_{\text{мин}} = \frac{I_{\text{к.макс}}}{C} \cdot \sqrt{t_{\text{откл}}}, \quad (1.15)$$

где $C = 69,5$ (из Справочников),

$$t_{\text{откл}} = t_{с.з} + t_{с.з.уск} + 2t_{о.в}, \quad (1.16)$$

где $t_{о.в}$ – время отключения выключателя; $t_{с.з.уск}$ – время срабатывания «ускоренной» защиты после АПВ.

Если принять $I_{\text{к.макс}} = 3600$ А, что соответствует питанию от трансформатора мощностью 10 МВ·А, то при электромеханических реле РТВ минимальное допустимое сечение проводов:

$$S_{\text{мин}} = \frac{3600}{69,5} \cdot \sqrt{1,6} = 65,5 \text{ мм}^2$$

или ближайшее стандартное сечение 70 мм². В этом примере:

$$t_{\text{откл}} = 0,7 + 0,7 + 2 \cdot 0,1 = 1,6 \text{ с},$$

так как минимальное время отключения защиты с реле РТВ равно 0,7 с и «ускорение» после АПВ отсутствует.

При том же значении тока КЗ и $t_{\text{откл}} = 0,2 + 0,05 + 2 \cdot 0,1 = 0,45$ с (что возможно выполнить только с помощью цифровых реле) минимальное допустимое сечение проводов:

$$S_{\text{мин}} = \frac{3600}{69,5} \cdot \sqrt{0,45} = 34,7 \text{ мм}^2$$

или ближайшее стандартное сечение 35 мм².

Таким образом, по условию термической стойкости можно использовать провода в два раза меньшего сечения!

При питании от трансформатора мощностью 16 МВ·А и $I_{\text{к.макс}} = 5200$ А при защите отходящих линий 10 кВ с помощью цифровых реле можно использовать провода сечением 50 мм², а при защите на реле РТВ (или РТ-80) необходимо сечение 90 мм².

§ 1.4. Расчеты токовых отсечек

Токовой отсечкой (cutoff) обычно называют одну из ступеней двухступенчатой максимальной токовой защиты, которая защищает только часть линии или часть обмотки трансформатора, расположенные ближе к источнику питания, и срабатывает без специального замедления, то есть $t \approx 0$ с. В трехступенчатой максимальной токовой защите линий средняя ступень обычно используется как отсечка с небольшим замедлением.

Расчет тока срабатывания селективной токовой отсечки без выдержки времени, установленной на линии, на понижающем трансформаторе и на блоке линия-трансформатор. Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором её тока срабатывания $I_{с.о}$ большим, чем максимальное значение тока КЗ $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи (точки КЗ и К5 на рис. 1.14) или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора (точка КЗ на рис. 1.15):

$$I_{с.о} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}. \quad (1.17)$$

Коэффициент надёжности k_n для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи и понижающих трансформаторах при использовании цифровых реле может приниматься в пределах от 1,1 до 1,15. Для сравнения можно отметить, что при использовании в электромеханических дисковых реле РТ-80 электромагнитного элемента (отсечки) принимают в расчетах $k_n = 1,5 \div 1,6$.

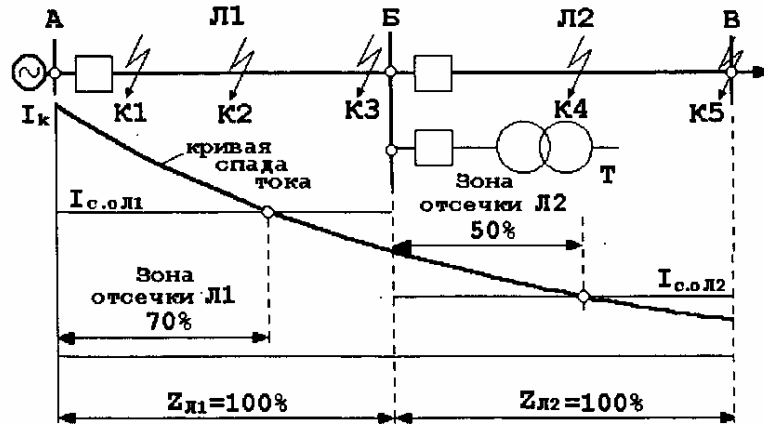


Рис. 1.14. Пример графического определения зон действия отсечек на линиях электропередачи

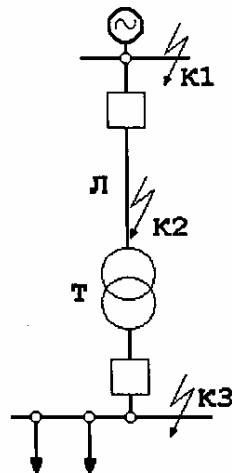


Рис. 1.15. Характерные точки КЗ для расчетов токовых отсечек на понижающих трансформаторах и блоках «линия-трансформатор»

При определении максимального значения тока КЗ при повреждении в конце линии электропередачи напряжением 35 кВ и ниже рассматривается трёхфазное КЗ при работе питающей энергосистемы в максимальном режиме, при котором электрическое сопротивление энергосистемы является минимальным. Для линий 110 кВ и

выше максимальное значение тока КЗ в выражении (1.17) может соответствовать однофазному КЗ на землю (что характерно для линий 110 кВ, отходящих от шин мощных подстанций с автотрансформаторами 330–750/110 кВ).

Определение максимального тока трёхфазного КЗ за трансформатором с регулированием напряжения необходимо производить при таком положении регулятора напряжения, которое соответствует наименьшему сопротивлению трансформатора.

Кроме отстройки токовой отсечки от максимального значения тока КЗ по условию (1.17), необходимо обеспечить её несрабатывание при бросках тока намагничивания (БТН) силовых трансформаторов на ответвлениях от линии в момент включения под напряжение ненагруженного трансформатора и могут в первые несколько периодов превышать номинальный ток трансформатора в пять – семь раз. Однако выбор тока срабатывания отсечки трансформатора по условию (1.17), как правило, обеспечивает и отстройку от бросков тока намагничивания.

При расчете токовой отсечки линии электропередачи, по которой питается несколько трансформаторов, необходимо в соответствии с условием (1.17) обеспечить несрабатывание отсечки при КЗ за каждым из трансформаторов на ответвлениях от линии (если они имеются) и дополнительно проверить надёжность несрабатывания отсечки при суммарном значении бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключённых как к защищаемой линии, так и к предыдущим линиям, если они одновременно включаются под напряжение. Условие отстройки отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов имеет вид:

$$I_{с.о} \geq k_n \cdot \sum I_{ном.тр}, \quad (1.18)$$

где $\sum I_{ном.тр}$ – сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые могут одновременно включаться под напряжение по защищаемой линии; k_n – коэффициент надёжности, значение которого зависит от времени срабатывания токовой отсечки; например, при выполнении отсечки на реле РТМ, собственное время срабатывания которых может составлять всего лишь один период (20 мс), следует принимать наибольшее значение $k_n \geq 5$, а при выполнении отсечки по схеме с промежуточными реле принимается меньшее значение $k_n \approx 3 \div 4$ поскольку суммарное время срабатывания максимального реле тока и промежуточного реле этих схем составляет около пяти периодов (100 мс) и значение бросков тока намагничивания за это время заметно снижается.

В цифровых реле серии SPAСOM несрабатывание мгновенной ступени ($I \gg I_{с.о}$) при БТН трансформаторов обеспечивается

- либо введением небольшой задержки (0,1 с вместо минимальной уставки 0,04 с и тогда k_n в выражении (1.18) может приниматься равным $3 \div 4$),
- либо путём использования специального переключателя, с помощью которого можно обеспечить при включении линии автоматическое удвоение уставки отсечки по току; при этом в выражении (1.18) следует учитывать лишь половину суммы номинальных токов всех трансформаторов.

При необходимости можно использовать оба мероприятия, т.е. небольшое замедление и автоматическое удвоение уставки по току.

На линиях 10 и 6 кВ с трансформаторами на ответвлениях, которые защищаются плавкими предохранителями (например, типа ПКТ-10), в условии (1.17) значение $I_{к.макс}^{(3)}$ должно соответствовать току трёхфазного КЗ за наиболее мощным из трансформаторов. Далее следует определить время плавления вставок предохранителей этого трансформатора при расчетном токе КЗ, равном току срабатывания отсечки,

выбранному из условий (1.17) и (1.18). Для учёта допускаемого стандартом разброса времятоковых характеристик плавких предохранителей ПКТ следует значение этого тока уменьшить на 20%: $I_{рас} = I_{c.o} / 1,2$. Если время плавления $t_{пл} \leq 0,1$ с, то отсечка с таким током срабатывания может быть использована, но при условии, что защищаемая линия имеет устройство автоматического повторного включения (АПВ). Если $t_{пл} \geq 0,1$ с, то следует либо увеличить ток срабатывания отсечки до такого значения, при котором обеспечивается расплавление вставок предохранителей до момента отключения защищаемой линии, т.е. не более 0,1 с, либо увеличить время срабатывания отсечки.

Чувствительность токовых отсечек оценивается коэффициентом чувствительности, требуемые значения которых указаны в Правилах, а также величиной (протяжённостью) защищаемой части линии электропередачи. Коэффициент чувствительности определяется по выражениям (1.4) и (1.5). Рассмотрим это на примерах.

Для токовых отсечек, устанавливаемых на понижающих трансформаторах и выполняющих функции основной быстродействующей токовой защиты (при отсутствии дифференциальной защиты), чувствительность определяется по току наиболее неблагоприятного вида повреждения – как правило, двухфазного КЗ на выводах ВН трансформатора (точка К2 на рис. 1.15) в минимальном, но реально возможном режиме работы энергосистемы. Значение коэффициента чувствительности должно быть около 2,0. Такие же требования существуют для токовых отсечек на блоках «линия–трансформатор».

Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на линиях электропередачи и выполняющих функции дополнительных защит (рис. 1.14), коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки отсечки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме.

Коэффициент чувствительности токовых отсечек, выполненных на реле прямого действия типа РТМ, должен проверяться с учетом действительного значения токовой погрешности трансформаторов тока, если оно превосходит 10%.

Для оценки эффективности токовой отсечки, установленной на линии электропередачи, полезно определить зону действия отсечки в процентах от всей длины линии. Протяжённость зоны действия отсечки зависит от характера изменения расчетных значений тока при перемещении точки КЗ вдоль защищаемой линии. По нескольким значениям тока КЗ строится кривая спада тока (рис. 1.14). Могут быть построены две кривые: для трёхфазных КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы и для двухфазных КЗ в минимальном режиме. Кривые достаточно точно строятся по трём значениям тока: при КЗ в начале, середине и в конце линии. Далее проводится горизонтальная прямая, ордината которой соответствует большему значению тока срабатывания отсечки, выбранному по выражениям (1.17) и (1.18). Абсцисса точки пересечения горизонтальной прямой с кривой спада тока КЗ соответствует длине зоны действия отсечки в выбранном режиме работы питающей энергосистемы и при выбранном виде КЗ. Приведённый пример построения кривых тока КЗ (первичного) и определение зоны действия отсечки по первичному значению её тока срабатывания является правильным лишь при условии, что погрешность трансформаторов тока не превышает 10%. С увеличением погрешности трансформаторов тока зона действия отсечки уменьшается.

Как видно из примера графического определения зон действия отсечек (рис. 1.14), протяжённость этих зон может быть весьма значительной: примерно 70% длины линии Л1 и около 50% длины линии Л2, но может быть гораздо меньшей в других случаях.

Отсечка с выдержкой времени на линиях электропередачи. Небольшая выдержка времени позволяет задержать срабатывание отсечки последующей линии (Л1 на рис. 1.14) при КЗ на предыдущей линии Л2 для того, чтобы успела сработать мгновенная отсечка повреждённой линии Л2. Для отсечки с небольшой выдержкой времени можно выбрать значительно меньшее значение тока срабатывания по сравнению с током срабатывания мгновенной отсечки по нескольким причинам.

Ток срабатывания по выражению (1.17) выбирается из условия отстройки от токов при КЗ в более удалённых точках, например при КЗ в конце зоны действия мгновенной отсечки предыдущей линии Л2 (рис. 1.14), при КЗ за трансформатором приёмной подстанции или трансформатором на ответвлении защищаемой линии, имея в виду, что трансформаторы оборудованы быстродействующими защитами. Можно выбрать ток срабатывания отсечки с выдержкой времени на последующей линии по выражению (1.2), т.е. по условию согласования чувствительности с мгновенной отсечкой на предыдущей линии. Пример карты селективности приведён на рис. 1.16.

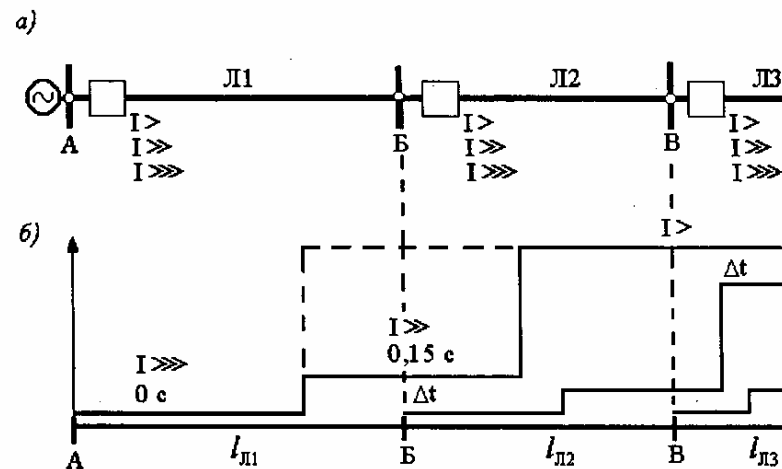


Рис. 1.16. Расчетная схема и карта селективности ступенчатых токовых защит линии

Как видно из рис. 1.16, именно средняя ступень трёхступенчатой токовой защиты ($I \gg$) может значительно ускорить отключение КЗ на линии.

В дополнение к этому нужно отметить, что для отсечек с замедлением не требуется выполнения условия (1.18) отстройки отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов, поскольку эти токи быстро затухают. На линиях с трансформаторами на ответвлениях при выполнении защиты трансформаторов с помощью плавких предохранителей (например, типа ПКТ-10 или ПСН-35) и при КЗ в трансформаторе селективность между плавкими предохранителями и токовой отсечкой питающей линии можно обеспечить благодаря замедленному действию отсечки.

Неселективная токовая отсечка без выдержки времени. Применяется в тех случаях, когда требуется мгновенное отключение таких КЗ, которые приводят к аварии, если их отключать с выдержкой времени. Например, трёхфазное КЗ у шин электростанции или подстанции с синхронными электродвигателями может вызвать значительное понижение напряжения на зажимах генераторов и синхронных электродвигателей. Если быстро не отключить такое КЗ, произойдет нарушение синхронной параллельной работы этих электрических машин с энергосистемой, что

приведёт к расстройству энергоснабжения, а возможно, и к повреждению электрооборудования.

Большую опасность для электрооборудования представляет термическое воздействие сверхтоков КЗ. Как известно, степень термического воздействия электрического тока прямо пропорциональна значению тока (в квадрате) и времени его прохождения. Если по каким-либо причинам нельзя уменьшить значение тока КЗ до такого, при котором можно без опасения отключать повреждённый элемент с выдержкой времени селективной максимальной токовой защиты, то необходимо уменьшить время отключения КЗ. Одним из наиболее простых и дешёвых способов быстрого отключения КЗ является использование неселективных токовых отсечек без выдержки времени в сочетании с устройствами автоматики (АПВ, АВР), которые полностью или частично ликвидируют отрицательные последствия работы неселективных отсечек.

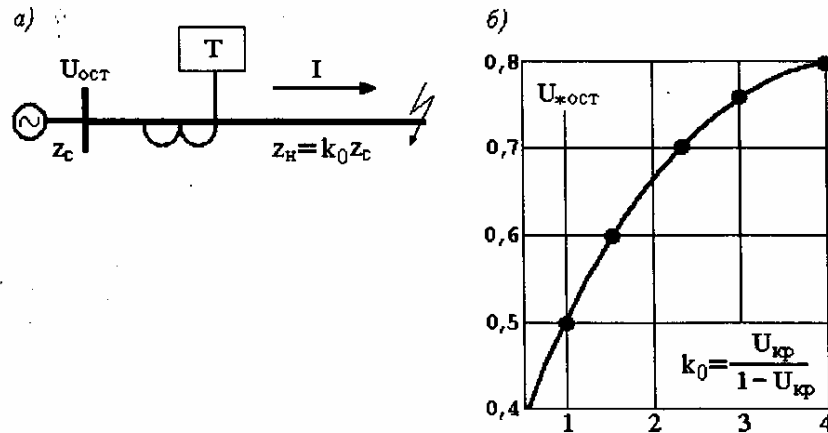


Рис. 1.17. Расчётная схема к выражению (1.19) и зависимость $U_{ост} = f(k_0)$

Ток срабатывания неселективной токовой отсечки, предназначенной для обеспечения устойчивой параллельной работы синхронных электрических машин, выбирается из условия её надёжного срабатывания в тех зонах, где трёхфазные КЗ вызывают снижение напряжения в месте установки отсечки ниже допустимого значения остаточного напряжения $U_{ост}$ (рис. 1.17, а). Значение тока срабатывания неселективной отсечки (в амперах) определяется по выражению

$$I_{с.о} \leq \frac{U_{с.мин}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot (z_{с.мин} + k_0 \cdot z_{с.мин})} \quad (1.19)$$

где $U_{с.мин}$ – междуфазное напряжение (ЭДС) питающей энергосистемы в минимальном режиме её работы, может приниматься в пределах 0,9 – 0,95 номинального, В; $z_{с.мин}$ – сопротивление энергосистемы (в минимальном режиме её работы) до места установки отсечки, Ом; k_0 – коэффициент, отражающий зависимость остаточного напряжения $U_{ост}$ в месте установки рассматриваемой отсечки от удалённости трёхфазного КЗ ($z_k = k_0 \cdot z_{с.мин}$), определяется по зависимости $U_{ост} = f(k_0)$, приведенной на рис. 1.17, б; k_n – коэффициент надёжности, принимаемый равным 1,1 – 1,2. Значения остаточного напряжения $U_{ост}$, необходимые для обеспечения параллельной работы синхронных электрических машин и различных категорий потребителей, определяются

для конкретных случаев службами (группами) электрических режимов; в приближённых расчетах принимают, что для обеспечения динамической стойкости синхронных генераторов необходимо обеспечить $U_{ост} \geq 0,6$; синхронных электродвигателей не менее 0,5.

Для обеспечения успешного действия устройства АПВ (или АВР) после срабатывания неселективной токовой отсечки необходимо выполнить несколько условий, дополнительных к условию (1.19), в том числе:

а) выполнить согласование чувствительности и времени срабатывания неселективной отсечки с плавкими предохранителями, автоматическими выключателями или быстродействующими защитами всех элементов, питающихся по защищаемой линии и расположенных в зоне действия неселективной отсечки; это необходимо для того, чтобы при КЗ на любом из этих элементов плавкие вставки предохранителей сгорели бы раньше или защита сработала бы раньше или хотя бы одновременно со срабатыванием неселективной отсечки; при этом время гашения электрической дуги в плавких предохранителях может не учитываться, так как она погаснет после отключения линии;

б) обеспечить отстройку неселективной отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов по условию (1.18);

в) обеспечить отстройку неселективной отсечки от КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения каждого из трансформаторов, включённых в зоне действия неселективной отсечки, а если это невозможно, то выполнить согласование чувствительности и времени срабатывания неселективной отсечки с защитными устройствами всех элементов низшего (среднего) напряжения.

Применяются и другие способы ускорения отключения опасных повреждений, например так называемое «ускорение действия защиты по напряжению прямой последовательности». Для этой цели используется реле напряжения, включённое через фильтр напряжения прямой последовательности, например типа РНФ-2, которое выпускает ЧЭАЗ.

Реле напряжения настраивается таким образом, что оно замыкает свои контакты при снижении напряжения прямой последовательности в месте установки защиты ниже 0,5 – 0,6 номинального. При этом максимальная токовая (или дистанционная) защита линии действует помимо основной выдержки времени либо мгновенно, либо с очень небольшим замедлением. Эти мероприятия применяются как дополняющие работу основных быстродействующих селективных защит линий электропередачи, сборных шин и других элементов электроустановок.

Ток срабатывания неселективной токовой отсечки, предназначенной для обеспечения термической стойкости, например голых проводов линий, выбирается по формуле, полученной из выражения (1.15):

$$I_{с.о} \leq \frac{s_{факт} C}{\sqrt{t_{откл}}} \quad (1.15a)$$

где обозначения такие же, как и в выражении (1.15). Например, при сечении проводов $s = 35 \text{ мм}^2$ и $t_{откл} = 0,4 \text{ с}$ (неселективная отсечка плюс АПВ линии) ток срабатывания отсечки должен быть установлен не более 3850 А (первичных). Для обеспечения успешного действия АПВ после неселективного отключения линии отсечкой необходимо выполнить все те же условия, которые перечислены выше, а также произвести расчетную проверку пригодности трансформаторов тока по их погрешностям.

§ 1.5. Расчетная проверка пригодности трансформаторов тока (ТТ) по их погрешностям

До нашего времени в распределительных электрических сетях 6–35 кВ большинство устройств релейной защиты выполнено на аналоговых реле. При этом значительная часть устройств РЗА – на переменном оперативном токе [5]. Расчеты РЗА в этих сетях неразрывно связаны с расчетной проверкой трансформаторов тока.

Трансформатор тока – один из наиболее распространенных видов электрических трансформаторов – устройств, преобразующих или изменяющих параметры электрической энергии («Transformo» на латинском языке означает «преобразую»).

Измерительные трансформаторы тока (ТТ) своей первичной обмоткой включаются последовательно в измеряемую (защищаемую) цепь электроустановки, например в линию электропередачи. Вторичная обмотка ТТ замыкается на измерительные приборы (амперметры, счётчики электрической энергии) и аппараты релейной защиты практически всех типов.

От исправности и точности работы ТТ зависит не только правильный повседневный учет электроэнергии, отпускаемой потребителям, но и бесперебойность электроснабжения потребителей и сохранность самой электроустановки, особенно при коротких замыканиях (КЗ).

Точность ТТ характеризуется их полной погрешностью в передаче значения тока и угловой погрешностью в передаче фазы измеряемого тока. Требования к точности различны для ТТ, питающих измерительные приборы, и для ТТ, питающих аппаратуру релейной защиты.

Точная работа ТТ, используемых для релейной защиты, необходима для правильного функционирования большинства типов релейной защиты: максимальных токовых защит и токовых направленных защит, дистанционных и дифференциальных защит и т.п. Лишь в относительно редких случаях применяется релейная защита, не требующая измерительных ТТ (например, защита минимального напряжения).

В «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ) [1] приведены чёткие требования к точности ТТ, которые были разработаны и начали применяться в конце 1970-х гг. Далее рассматриваются эти требования и методы расчетной проверки пригодности трансформаторов тока для устройств РЗА по погрешностям ТТ.

Следует отметить, что расчетное определение погрешностей ТТ в одинаковой степени важно и необходимо как при использовании традиционных электромеханических и статических аналоговых реле, так и при использовании новой аппаратуры – цифровых реле и терминалов защиты, в особенности при применении цифровых токовых защит с обратноточными характеристиками. Это объясняется тем, что в настоящее время абсолютное большинство устройств релейной защиты, в том числе и цифровые защиты, получают основную информацию от традиционных электромагнитных ТТ.

Общие сведения о принципе работы электромагнитных ТТ, о методах экспериментальной проверки ТТ и их нагрузки здесь не рассматриваются (см. 2, 3).

Требования к ТТ, используемым для релейной защиты. Все ТТ, используемые для питания аппаратуры РЗА, должны обеспечивать:

точную работу измерительных органов защиты в конкретных расчетных условиях, для чего полная погрешность трансформаторов тока не должна превышать 10% при $I_{1\text{расч}}$;

надежную (без вибрации) работу контактов измерительных органов защиты при максимальном токе КЗ $I_{1к.макс}$, когда могут быть повышенные погрешности трансформаторов тока и искажение формы кривой вторичного тока;

отсутствие опасных перенапряжений во вторичных цепях трансформаторов тока при том же максимальном токе КЗ.

Таким образом, расчетная проверка трансформаторов тока состоит из расчетных проверок на 10%-ную погрешность и надежность работы реле, а также расчетного определения напряжения во вторичных цепях (рис. 1.18).

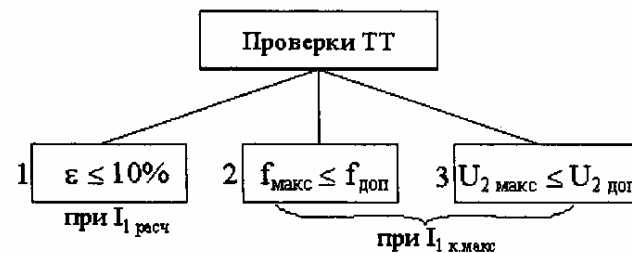


Рис. 1.18. Необходимые виды расчетных проверок ТТ, используемых для релейной защиты

Способы расчетной проверки ТТ на 10%-ную полную погрешность (условие $\epsilon \leq 10\%$). Рассмотрим четыре способа этой проверки (рис. 1.19):

– по кривым предельной кратности (КПК) $k_{10} = f(z_n)$, где z_n – сопротивление нагрузки ТТ, при которой $\epsilon = 10\%$; используется при проектных работах или при проверке проекта перед наладочными работами, когда еще нет действительных ВАХ устанавливаемых ТТ;

– по паспортным данным ТТ: по номинальному значению z_n при номинальной кратности тока $k_{ном}$ (может обозначаться m_n или n_n); используется при проверке проекта до снятия ВАХ;

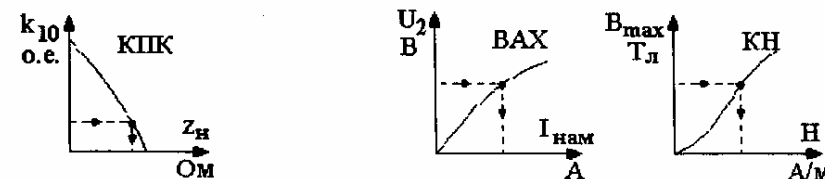


Рис. 1.19. Способы расчетной проверки ТТ на 10%-ную полную погрешность

– по действительным ВАХ, снятым у ТТ; это основной способ определения полной погрешности ТТ перед включением электроустановки под напряжение и нагрузку;

– по типовой кривой намагничивания (КН) электротехнической стали, используемой для изготовления ТТ, $B_{\max} = f(H)$; этот способ используется при необходимости вычисления значения полной погрешности ε (по КПК можно определить лишь соответствие или несоответствие ТТ условию $\varepsilon \leq 10\%$).

Определение расчетного тока $I_{1\text{расч}}$. Прежде чем приступить к рассмотрению каждого из четырех способов расчетной проверки ТТ на 10%-ную полную погрешность (рис. 1.19), необходимо дать определение $I_{1\text{расч}}$. Это, безусловно, ток короткого замыкания, при котором должна быть обеспечена работа ТТ с $\varepsilon \leq 10\%$ для правильного функционирования релейной защиты. Однако значения $I_{1\text{расч}}$ различны для разных типов защиты:

– для токовой отсечки и максимальной токовой защиты с независимой характеристикой $I_{1\text{расч}} = 1,1 \cdot I_{c.з.}$, поскольку для этих защит точная работа трансформаторов тока требуется лишь при токе срабатывания защиты ($I_{c.з.}$); коэффициент 1,1 учитывает увеличение кратности первичного тока по сравнению с кратностью вторичного тока из-за 10%-ной погрешности трансформаторов тока;

– для максимальной токовой защиты с зависимой времятоковой характеристикой $t_z = f(I_k)$ $I_{1\text{расч}} = I_{\text{согл}}$, где $I_{\text{согл}}$ соответствует первичному току КЗ, при котором производится согласование по времени последующей и предыдущей защит и определяется ступень селективности Δt ; в практике эксплуатации электромеханических реле для создания некоторого запаса принимают $I_{\text{согл}}$ равным току, при котором начинается установившаяся (независимая) часть характеристики; для современных цифровых реле, у которых практически нет такой части характеристики, принимают $I_{1\text{расч}} = I_{1к.макс}$, если последующая защита имеет зависимую характеристику или $I_{1\text{расч}} = I_{c.з.посл}$, т.е. равным такому значению тока КЗ, при котором приходит в действие последующая защита с независимой времятоковой характеристикой;

– для продольных дифференциальных защит (трансформаторов, генераторов, шин, линий) $I_{1\text{расч}}$ принимается равным наибольшему значению тока при внешнем КЗ, т.е. КЗ вне зоны действия дифференциальной защиты;

– для дистанционной направленной (токовой направленной) защиты линий с односторонним питанием $I_{1\text{расч}}$ принимается равным наибольшему значению тока КЗ в конце первой зоны защиты (в конце линии); для линий с двусторонним питанием следует дополнительно определить ток по линии при КЗ на шинах той подстанции, где установлена рассматриваемая защита (КЗ «за спиной»); в качестве $I_{1\text{расч}}$ выбирается больший из этих токов КЗ.

Расчетная проверка ТТ по условию $\varepsilon \leq 10\%$ по кривым предельной кратности (КПК). Кривые КПК для большинства отечественных ТТ приведены в [27]. Образец КПК дан на рис. 1.20.

Для определения по КПК допустимого значения z_n , при котором $\varepsilon = 10\%$, необходимо вычислить для конкретного расчетного тока значение k_{10} – предельной кратности, величины, введенной ГОСТ 7746-78 с 1980 г.:

$$k_{10} = \frac{I_{1\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}}, \quad (1.20)$$

где $I_{1\text{ном}}$ – первичный номинальный ток ТТ.

По КПК, соответствующей типу, классу вторичной обмотки и коэффициенту трансформации ТТ, находится значение z_n (рис. 1.19). В зависимости от схемы соединения ТТ и реле, и от вида защищаемой электроустановки проектировщик выбирает сечение соединительных проводов (кабелей) между ТТ и реле.

Расчетная проверка ТТ на 10%-ную погрешность по паспортным данным ТТ. На табличке ТТ или в его паспорте указывается номинальное значение кратности тока k_n (m_n или n_n), при котором допускается сопротивление нагрузки равное z_n и обеспечивается при этом $\varepsilon \leq 10\%$ (или $f \leq 10\%$ у старых типов ТТ, причем выполнение условия $f \leq 10\%$ вполне достаточно для максимальных токовых и дистанционных защит). Если известны фактическое расчетное значение $z_{н.факт.расч}$ (например, из проекта) и полное сопротивление вторичной обмотки ТТ z_2 (из паспорта), можно определить допустимое значение $k_{10\text{доп}}$, а затем сравнить его со значением k_{10} , полученным по выражению (1.20) для данной электроустановки. Допустимое значение кратности определяется по выражению:

$$k_{10} = \frac{z_2 + z_n}{z_2 + z_{н.факт.расч}}. \quad (1.21)$$

Пример расчета. Для ТТ типа ТПЛ-10, обмотка класса Р, $n_T = 100/5$, известны $k_n = 13$; $z_n = 0,6$ Ом; $z_2 = 0,22$ Ом. Для проверяемой защиты известны $z_{н.факт.расч} = 0,31$ Ом и $I_{1\text{расч}} = I_{1к.макс} = 1800$ А.

По выражению (1.20) для этих конкретных условий:

$$k_{10} = \frac{1800}{100} = 18.$$

По выражению (1.21) допустимая кратность равна:

$$k_{10\text{доп}} = 13 \cdot \frac{0,22 + 0,6}{0,22 + 0,31} = 20.$$

Поскольку $k_{10\text{доп}} > k_{10}$, то можно считать, что погрешность ТТ не будет превышать допустимое значение 10%.

Выражение (1.21) можно использовать также при составлении задания на наладку релейной защиты. При известных параметрах ТТ и значения $I_{1\text{расч}}$ фактическая нагрузка ТТ не должна превышать следующего значения:

$$z_{н.факт.расч} \leq \frac{k_{\text{ном}} \cdot (z_2 + z_{\text{ном}})}{k_{10}} - z_2. \quad (1.22)$$

Для условий этого примера:

$$z_{н.факт.расч} \leq \frac{13 \cdot (0,22 + 0,6)}{18} - 0,22 \leq 0,37 \text{ Ом}$$

Расчетная проверка ТТ по условию $\epsilon \leq 10\%$ по фактической ВАХ. Для определения значения тока намагничивания $I_{нам}$ и затем полной погрешности ТТ ϵ необходимо определить на вторичной обмотке ТТ напряжение U_2 при расчетных условиях по выражению:

$$U_{2расч} = I_{2расч} \cdot (z_2 + z_{н.факт.расч}), \quad (1.23)$$

где
$$I_{2расч} = I_{1расч} / n_{т.} \quad (1.24)$$

Значение $z_{н.факт.расч}$ вычисляется по значениям $z_{н.факт.}$, полученным в результате экспериментальной проверки ТТ. Для конкретной схемы соединения ТТ вычисляется наибольшее значение $z_{н.факт.расч}$ в зависимости от вида КЗ. Например, для схемы «неполная звезда» наибольшее значение $z_{н.}$ оказывается при двухфазном КЗ на защищаемой линии между фазами А и В, В и С, если ТТ установлены на фазах А и С. Для схемы «полная звезда» наибольшее $z_{н.}$ соответствует однофазному КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Расчетные формулы для определения $z_{н.факт.расч}$ для разных схем соединения ТТ при разных видах КЗ приведены на следующих страницах.

По значению $U_{2расч}$ по ВАХ определяется значение тока намагничивания для каждого ТТ (рис. 1.19). Далее вычисляется значение полной погрешности ТТ в процентах по выражению:

$$\epsilon = \frac{I_{нам}}{I_{2расч}} \cdot 100. \quad (1.25)$$

Значение ϵ должно быть не более 10%. Наряду с этим полученное значение $\epsilon < 10\%$ может использоваться при выборе уставок дифференциальных защит.

Рассмотренный способ определения ϵ по ВАХ следует считать наиболее достоверным (при том, что ВАХ сняты в соответствии с инструкцией).

Пользуясь этой методикой, можно в задании на наладку защиты задать контрольную точку ВАХ, ниже которой ВАХ не должна проходить. Эта точка выбирается из условия $\epsilon = 10\%$, чему соответствует значение $I_{нам} = 0,1 \cdot I_{2расч}$. Искомая точка будет находиться на пересечении абсциссы $I_{нам}$ и ординаты U_2 , вычисленной по выражению (1.23).

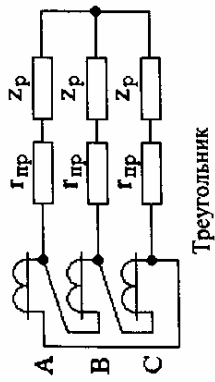
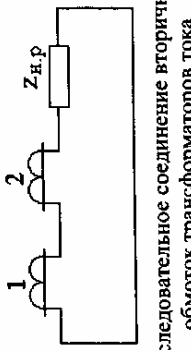
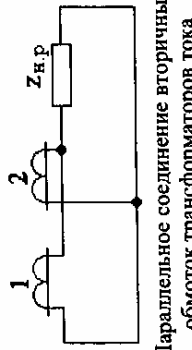
Для уменьшения погрешностей ТТ весьма часто практикуется *последовательное* включение двух вторичных обмоток ТТ. «Суммарная» ВАХ располагается значительно выше, чем ВАХ одной из обмоток. Каждая ордината U_2 «суммарной» ВАХ представляет собой сумму ординат ВАХ двух обмоток ТТ. Следовательно, при данном значении $U_{2расч}$ ток намагничивания $I_{нам}$ и полная погрешность ϵ могут оказаться значительно меньшими, чем при использовании одной из обмоток ТТ, несмотря на то, что в выражении (1.23) в этом случае следует учесть $2z_2$ или сумму $z_{2\text{ТТ}} + z_{2\text{ТТ}}$.

Для уменьшения погрешности ϵ могут потребоваться и другие мероприятия: уменьшение сопротивления вторичной нагрузки $z_{н.факт.расч}$ и даже замена трансформаторов тока.

Далее приводятся таблицы с расчетными формулами для определения вторичной нагрузки трансформаторов тока $z_{н.факт.расч}$ в типовых схемах релейной защиты.

Расчетные формулы для определения вторичной нагрузки трансформаторов тока $z_{н.факт.расч}$

№ пп.	Схема соединения трансформаторов тока и вторичной нагрузки	Вид КЗ	Вторичная расчетная нагрузка трансформаторов тока (на фазу) $z_{н.расч}$
1	<p>Полная звезда</p>	Трехфазное и двухфазное	$z_{н.расч} = r_{гр} + z_p + r_{пер}$
		Однофазное	$z_{н.расч} = 2 r_{гр} + z_{р.ф} + z_{р.0} + r_{пер}$
2	<p>Неполная звезда</p>	Трехфазное	$z_{н.расч} \approx \sqrt{3} r_{гр} + z_{р.ф} + z_{р.обр} + r_{пер}$
		Двухфазное АВ или ВС	$z_{н.расч} = 2 r_{гр} + z_{р.ф} + z_{р.обр} + r_{пер}$
		Двухфазное за трансформатором У/Δ-11	$z_{н.расч} = 3 r_{гр} + z_{р.ф} + 2 z_{р.обр} + r_{пер}$
3	<p>На разность токов двух фаз А и С</p>	Трехфазное	$z_{н.расч} = \sqrt{3} (2 r_{гр} + z_p) + r_{пер}$
		Двухфазное АС	$z_{н.расч} = 4 r_{гр} + 2 z_p + r_{пер}$
		Двухфазное АВ или ВС	$z_{н.расч} = 2 r_{гр} + z_p + r_{пер}$

4	 <p style="text-align: center;">Треугольник</p>	Трехфазное и двухфазное: двухфазное за трансформатором Y/Δ-11	$Z_{н.расч} = 3 r_{пр} + 3 Z_p + r_{пер}$
5	 <p style="text-align: center;">Последовательное соединение вторичных обмоток трансформаторов тока</p>	—	$Z_{н.расч} = 0,5 Z_{н.расч}$ где $Z_{н.расч}$ – нагрузка, рассчитанная по формулам пп. 1–4. 1, 2 – трансформаторы тока одного и того же класса точности
6	 <p style="text-align: center;">Параллельное соединение вторичных обмоток трансформаторов тока</p>	—	$Z'_{н.расч} = 2 Z_{н.расч}$ где $Z_{н.расч}$ – нагрузка, рассчитанная по формулам пп. 1–4. 1, 2 – трансформаторы тока одного и того же класса точности
		Однофазное	$Z_{н.расч} = 2 r_{пр} + 2 Z_p + r_{пер}$

Расчет полной погрешности ТТ по *типовой* кривой намагничивания (КН) электротехнической стали и параметрам конкретного ТТ. Этот способ используется у нас относительно редко. Необходимые данные для расчета:

– типовая кривая намагничивания стали, из которой выполняются магнитопроводы ТТ $B_{\max} = f(H)$, где B_{\max} – максимальная индукция (в теслах) в магнитопроводе ТТ, H – действующее значение напряженности поля (в амперах на метр) в магнитопроводе ТТ;

– параметры ТТ: Q – сечение магнитопровода в m^2 ; w_2 – действительное число витков во вторичной обмотке; $L_{ср}$ – средняя длина магнитной силовой линии (длина пути) в магнитопроводе, в м.

Вычисление тока намагничивания производится следующим образом:

– определяется значение B_{\max} по выражению:

$$B_{\max} = \frac{U_{2расч}}{4,44 \cdot f \cdot w_2 \cdot Q}, \quad (1.26)$$

где $U_{2расч}$ определяется по выражению (1.23), а значение частоты $f = 50$ Гц;

– по кривой намагничивания находится значение H , соответствующее вычисленному значению B_{\max} (рис. 1.19); при этом для запаса принимается КН наилучшего из допустимых сортов электротехнической стали;

– определяется в амперах действующее значение $I_{нам}$, приведенное к вторичной стороне ТТ, по выражению:

$$I_{нам} = \frac{H \cdot L_{ср}}{w_2}. \quad (1.27)$$

Полная погрешность ТТ ϵ в процентах определяется по выражению (1.25).

Проверка ТТ по второму условию: $f_{\max} \leq f_{доп}$ при максимальном значении тока КЗ $I_{к.макс}$ (рис.1.18). Порядок определения максимального значения токовой погрешности f_{\max} следующий:

– вычисляется максимальная кратность тока КЗ по отношению к первичному номинальному току ТТ по выражению:

$$k_{\max} = \frac{I_{к.макс}}{I_{ном}}; \quad (1.28)$$

– определяется максимальное значение коэффициента А:

$$A_{\max} = \frac{k_{\max}}{k_{10доп}}; \quad (1.29)$$

где $k_{10доп}$ – допустимая кратность тока КЗ, соответствующая $\epsilon = 10\%$ при $z_{н.факт.расч}$; может быть определена расчетом или графически по соответствующей кривой предельной кратности (рис. 1.20, а);

– определяется f_{\max} по зависимости $A = \psi(f)$, которая приведена на рис. 1.20, б.

– сравнивается полученное значение f_{\max} с допустимым значением $f_{доп}$, при котором обеспечивается надежное замыкание контактов электромеханических реле (ЭТ-520, РТ-40, ИМБ, РБМ), а также правильная ориентация направленных реле всех типов и заданная времятоковая характеристика дисковых индукционных реле (ИТ-80, РТ-80).

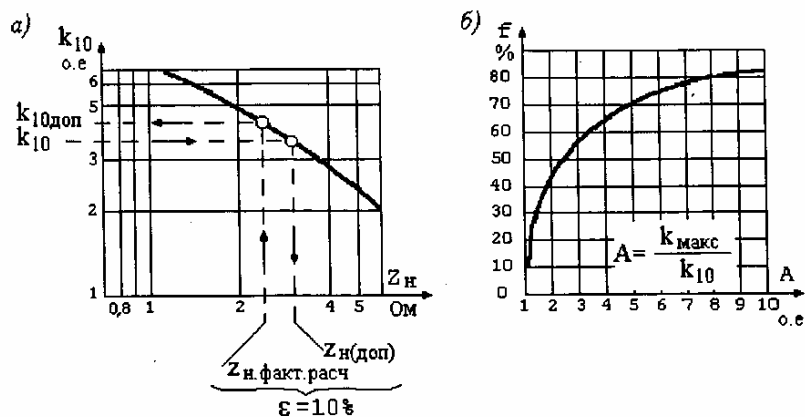


Рис. 1.20. Кривая предельных кратностей одного из типов ТТ (а) и зависимость $A = \psi(f)$, общая для всех типов отечественных ТТ (б)

На основании результатов исследований различных типов реле можно ориентироваться на следующие значения $f_{доп}$ в процентах:

Реле тока	ЭТ-520.....	13
	РТ-40 (выпуска до 1969 г.).....	40
	РТ-40 (модернизированные).....	50
	РТ-80 (ИТ-80).....	50
	Статические реле РСТ.....	80
Реле сопротивления всех типов	50
Реле направления мощности:		
	ИМБ и РБМ (до 1970 г.).....	10
	РБМ-171,172 (после 1970 г.).....	30
	РБМ-177,178 (после 1970 г.).....	20
	Статические реле РМ.....	50

Для правильной ориентации статических реле направления мощности и различных реле сопротивления (дистанционных) главным условием является ограничение угловой погрешности ТТ δ , которая при $f = 50\%$ соответствует 45° .

Если выполнено условие $f_{макс} \leq f_{доп}$ то обеспечивается надежное функционирование проверяемых типов реле при максимальных значениях токов КЗ. В Руководящих материалах РАО «ЕЭС России», как и бывшего Минэнерго, указано, что такая проверка должна производиться не только перед включением новой электроустановки, но и в тех случаях, когда предполагается увеличение значения тока КЗ, в течение всего периода эксплуатации.

Что делать, если в результате расчета оказалось $f_{макс} > f_{доп}$? Следует рассмотреть несколько возможных мероприятий:

– замена существующих реле на такие, у которых выше значение $f_{доп}$, например, заменить реле РБМ-178 на реле РМ-12; также не следует оставлять в эксплуатации токовые защиты с реле ЭТ-520, а заменять их современными цифровыми токовыми защитами;

– уменьшение погрешности $f_{макс}$, что можно осуществить либо уменьшением значения $Z_{н.факт.расч}$, либо уменьшением $k_{макс}$ путем увеличения коэффициента трансформации ТТ и, следовательно, $I_{ном.ТТ}$, либо путем последовательного

включения двух вторичных обмоток ТТ; каждое из этих мероприятий даст снижение $f_{макс}$ на какое-то количество процентов, и эти проценты можно сложить (арифметически); рассмотренная методика и зависимость $A = \psi(f)$ на рис. 1.20, б позволяющая легко произвести эти расчеты.

Последовательное включение двух вторичных обмоток ТТ. Если предполагается включить две обмотки одного класса, эффективность этого мероприятия оценивается следующим образом:

– по соответствующей кривой предельной кратности (рис. 1.20, а) определяется $k_{10доп}$ для $0,5 Z_{н.факт.расч}$, считая что фактическая нагрузка распределится между обмотками как бы поровну;

– по новому, большему значению $k_{10доп}$ определяется коэффициент $A_{макс}$ по выражению (1.29), который может оказаться значительно меньшим, чем в случае использования только одной обмотки этого ТТ;

– для меньшего значения $A_{макс}$ определяется по рис. 1.20, б новое, меньшее значение $f_{макс}$.

Если предполагается включить последовательно две вторичные обмотки разных классов (например, «Р» и «0,5»), то необходимо для определения нового значения $k_{10доп}$ построить суммарную кривую предельных кратностей. Эта кривая ляжет правее КПК для класса «Р» и, следовательно, при том же значении $Z_{н.факт.расч}$ получим большее $k_{10доп}$.

Если предполагается использовать для последовательного включения две обмотки уже имеющихся ТТ, то необходимо снять суммарную ВАХ. Суммарная ВАХ проходит значительно выше, чем ВАХ одной из обмоток ТТ. И несмотря на то, что в выражение (1.23) вместо Z_2 необходимо ввести $2Z_2$ или сумму Z_2 каждой из обмоток, значение $I_{нам}$ и, следовательно, ϵ будет существенно меньше, чем при использовании одной из обмоток ТТ.

Проверка ТТ по третьему условию: $U_{2макс} \leq U_{2доп}$. Значение $U_{2макс}$ на зажимах вторичной обмотки ТТ определяется по выражению:

$$U_{2макс} = \frac{I_{к.макс}}{n_t} \cdot Z_{н.факт.расч}$$

где $I_{к.макс}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ (влияние аперiodической составляющей этого тока путем введения увеличивающих коэффициентов с 1980-х гг. не учитывается).

Значение $U_{2доп}$ по «Правилам» равно испытательному напряжению 1000 В, которое должно прикладываться к вторичным цепям защиты в течение 1 мин при частоте 50 Гц.

Практически для ТТ с $I_{2ном} = 5$ А это условие всегда выполняется. Исключения могут быть при расчетной проверке цепей дифференциальных защит трансформаторов, выполненных на переменном оперативном токе, в режиме после дешунтирования электромагнита управления коммутационным аппаратом.

Для ТТ с $I_{2ном} = 1$ А в сетях выше 110 кВ с невыполнением этого условия пришлось столкнуться в 1980-х гг., когда на эти ТТ включались шкафы и панели с электромеханическими реле, а также в других случаях.

В связи с этим «Атомэнергопроектом» Минэнерго СССР было выпущено Информационное сообщение N 31-Э от 12.12.84 г., в котором даются рекомендации по переносу защитного заземления ТТ в другую точку вторичных цепей по сравнению с

заземлением по типовым схемам. Это относится к схемам соединения ТТ «полная звезда» и «треугольник», но не относится к схеме «неполная звезда». Перенос точки заземления от места установки ТТ позволяет существенно уменьшить расчетное значение $U_{2 \text{ макс}}$, но делается это лишь в случаях невыполнения условия $U_{2 \text{ макс}} \leq U_{2 \text{ доп}}$.

Использование статических аналоговых реле и комплектных устройств защиты и, особенно цифровых терминалов существенно снижает нагрузку на ТТ, так как эти устройства имеют значительно меньшее потребление мощности от ТТ.

Особенности расчетной проверки ТТ, используемых для релейной защиты на переменном оперативном токе. Большинство схем релейной защиты на переменном оперативном токе выполнены либо с электромеханическими реле прямого действия типа РТВ (реле тока с обратозависимой времятоковой характеристикой), либо с так называемыми дешунтируемыми реле типов РТ-85, РТ-95 (дисковые реле тока с обратозависимой времятоковой характеристикой) или типа РП-341 (промежуточное выходное реле максимальной токовой защиты с независимой времятоковой характеристикой). Одна из таких схем показана на рис. 1.5.

Дешунтирующие реле имеют усиленные переключающие контакты, которые в нормальном режиме работы электроустановки шунтируют электромагнит управления (ЭУ) коммутационного аппарата (выключателя или короткозамыкателя), а после срабатывания защиты переключаются и *дешунтируют* этот электромагнит. После дешунтирования ЭУ подключается к ТТ, значительно увеличивая при этом сопротивление его вторичной нагрузки Z_n , в три – пять раз и более, что может вызвать повышение полной (и токовой) погрешности выше 10% и вплоть до 50 – 70%. Задачами расчетной проверки ТТ в таких случаях являются: вычисление значения повышенной токовой погрешности $f > 10\%$ и определение невозможности возврата дешунтирующих реле (из-за уменьшения значения вторичного тока I_{2k} после дешунтирования ЭУ), а также определение надежности срабатывания дешунтированного ЭУ.

Подобная задача ставится и при расчетной проверке ТТ, питающих защиту с реле прямого действия РТМ и РТВ, которые сами выполняют функции ЭУ. Для таких ТТ допускается токовая погрешность $f > 10\%$ при условии, что при этом будет обеспечено надежное срабатывание реле защиты с необходимыми значениями коэффициентов чувствительности. Методика и примеры расчетной проверки ТТ для различных схем релейной защиты линий и трансформаторов напряжением от 6 до 110 кВ, выполненных на переменном оперативном токе, рассматриваются далее.

Релейная защита на переменном оперативном токе и роль трансформаторов тока в обеспечении надежности ее работы. Релейная защита в распределительных электрических сетях напряжением 6, 10 и до 110 кВ включительно весьма часто выполняется на переменном оперативном токе. Это объясняется тем, что на относительно небольших подстанциях и распределительных пунктах этих сетей обычно из экономических соображений не устанавливаются аккумуляторные батареи или выпрямительные агрегаты (в отличие от электростанций и крупных подстанций промышленных предприятий).

Особенность использования трансформаторов тока (ТТ) в схемах релейной защиты на переменном оперативном токе заключается в том, что в этих схемах ТТ являются не только источником информации для измерительных органов защиты (токовой, дистанционной, дифференциальной, направленной), но также источником *оперативного тока*.

Оперативный ток. Оперативным называют переменный (или постоянный) ток, обеспечивающий работу:

– логических элементов защиты (реле времени, промежуточных и сигнальных реле);

– электромагнитов (катушек) управления коммутационных аппаратов (отключающих катушек ЭО выключателей, включающих катушек ВК короткозамыкателей и выключателей и т.п.);

– выпрямительных устройств, предназначенных для питания защит и аппаратов, работающих на выпрямленном (постоянном) оперативном токе; от ТТ питаются выпрямительные устройства, получившие название «блоки питания токовые» (БПТ);

– зарядных устройств (УЗ, БПЗ), т.е. выпрямительных устройств, предназначенных для заряда специальных конденсаторных батарей (БК), которые в нужный момент отдают заранее накопленную в конденсаторах энергию электромагнитам управления (например, отключающей катушке автоматического отделителя, установленного на стороне 110 кВ силового трансформатора, что позволяет отключить от сети поврежденный трансформатор, причем в тот момент, когда на подстанции может отсутствовать напряжение и ток, и предварительно заряженная батарея конденсаторов БК является единственным источником оперативного тока, разумеется, если нет аккумуляторной батареи).

Источники оперативного тока. Источниками оперативного тока могут служить:

– аккумуляторные батареи с собственными зарядными устройствами; это самый надежный и независимый источник оперативного тока, но слишком дорогостоящий для небольших подстанций распределительных сетей;

– выпрямительные устройства – блоки питания, получающие на входе переменный ток (БПТ) или переменное напряжение (БПН) соответственно от трансформаторов тока ТТ или трансформаторов напряжения ТН или от трансформаторов собственных нужд ТСН, и выдающие на общие шинки выпрямленный (постоянный) оперативный ток 110 В или 220 В; этот вид оперативного тока используется для питания сложных ступенчатых защит и другой аппаратуры, рассчитанной на постоянный оперативный ток;

– предварительно заряженные батареи конденсаторов БК со специальными зарядными устройствами БПЗ, получающими на входе переменный ток от ТТ или переменное напряжение от ТН или ТСН;

– трансформаторы напряжения или ТСН, которые могут обеспечить оперативным током только те устройства защиты, которые не предназначены для работы при коротких замыканиях (КЗ), когда возможны глубокие снижения напряжения, или при полном погашении подстанции, например защиты от перегрузки, от снижения уровня масла в трансформаторе и т.п.;

– трансформаторы тока, питающие те устройства защиты, которые предназначены для срабатывания при КЗ (максимальные токовые, дифференциальные, токовые направленные), а также электромагниты управления тех коммутационных аппаратов, на которые воздействуют эти защиты; очень часто эти же ТТ используются и для питания измерительных органов соответствующей защиты.

Для обеспечения надежной работы релейной защиты в сетях 35 кВ и выше используются, как правило, комбинации из нескольких источников оперативного тока. В распределительных сетях 6 и 10 кВ в городах и в сельской местности источником оперативного тока обычно являются только ТТ защищаемого присоединения. Такие схемы и являются в точном смысле схемами релейной защиты на переменном оперативном токе. Они могут быть разделены на два вида:

– схемы с дешунтированием ЭУ;

– схемы с реле прямого действия (РТМ и РТВ), которые сами же выполняют функции ЭУ выключателя.

Основной особенностью работы ТТ в этих схемах при КЗ является возможность увеличения полной погрешности ТТ по сравнению с принятой нормой $\epsilon = 10\%$.

Задачей рассматриваемых далее расчетов является определение значений погрешностей ТТ ϵ и f , превышающих норму (10%), и проверка надежности функционирования в этих условиях релейной защиты и ЭУ коммутационных аппаратов защищаемого элемента электроустановки.

Расчеты для схем релейной защиты с дешунтированием ЭУ коммутационных аппаратов (ОК и ВК). Схемы релейной защиты с дешунтированием ЭУ могут быть двух видов в зависимости от типов реле, дешунтирующих ЭУ:

– схемы максимальных токовых защит с дисковыми индукционными реле типов РТ-85 и РТ-95, которые имеют специальные усиленные контакты для дешунтирования ЭУ;

– схемы ступенчатых максимальных токовых защит с независимой времятоковой характеристикой, дифференциальных защит, направленных токовых защит, которые имеют в своем составе специальные выходные промежуточные реле типов РП-341 и РП-361 с усиленными контактами для дешунтирования ЭУ.

Для обеспечения надежной работы этих схем при КЗ необходимо, чтобы ТТ работали с погрешностью $\epsilon \leq 10\%$ (и $f < 10\%$) до момента дешунтирования ЭУ, а после дешунтирования ЭУ необходимо, чтобы возросшая погрешность ТТ не привела бы к такому уменьшению вторичного тока, при котором может произойти возврат дешунтирующих реле, т.е. отказ защиты. Для этого «Правила» [1] требуют производить дополнительно расчетную проверку чувствительности защиты в режиме после дешунтирования ЭУ с учетом максимально возможного значения погрешности ТТ (f_{\max}), а также производить проверку чувствительности дешунтированных ЭУ. Таким образом проверка допустимости использования схем релейной защиты с дешунтированием ЭУ непосредственно связана с расчетной проверкой ТТ. Рассмотрим эти расчеты применительно к типовым схемам защиты с дисковыми реле РТ-85 (РТ-95) и схемам со специальными выходными реле РП-341 (РП-361), а также им подобным.

Схема максимальной токовой защиты с дисковыми реле РТ-85. Типовая двухфазная двухрелейная схема защиты с двумя дешунтируемыми ЭО приведена на рис. 1.5. Эта схема используется главным образом для линий 6 и 10 кВ, но в ряде случаев применяется также для защиты силовых трансформаторов с высшим напряжением 10(6) кВ, секционных выключателей 10(6) кВ, вводов низшего напряжения у трансформаторов 110/10 кВ, 35/10 кВ и т.п., а иногда и тупиковых линий напряжением до 35 кВ. Применение в этой схеме реле типа РТ-85 обеспечивает, как известно, возможность выполнения двухступенчатой токовой защиты, первой ступенью которой является быстродействующая токовая отсечка (электромагнитный элемент этого реле), а второй – максимальная токовая защита с обратозависимой времятоковой характеристикой (индукционный элемент).

Как видно из рис. 1.5, после срабатывания дешунтирующих реле P (например, РТ-85) происходит переключение его контактов таким образом, что электромагниты управления (отключения) оказываются подключенными к соответствующему ТТ. Из-за этого резко возрастает сопротивление вторичной нагрузки $Z_{н.факт}$ и соответственно $Z_{н.факт.расч}$ (особенно при двухфазном КЗ фаз AB или BC). Следовательно, уменьшается ток в реле I_2 , а ток намагничивания, полная и токовая погрешности ТТ возрастают. Как указывалось выше, для предотвращения возврата реле $P1$, $P2$ необходимо расчетом определить коэффициент чувствительности защиты в режиме *после* дешунтирования ОК1 (ОК2) по выражению (1.6):

$$k_{ч.з} = \frac{I_{1к.мин} \cdot (1 - \frac{f_{\max}}{100})}{k_{в} \cdot I_{с.з}}$$

где $I_{1к.мин}$ – минимальное значение тока при двухфазном КЗ в конце защищаемого участка, А; f_{\max} – наибольшее значение токовой погрешности ТТ в процентах; $I_{с.з}$ – первичное значение тока срабатывания защиты или отсечки, А; $k_{в}$ – коэффициент возврата реле (отношение тока возврата к току срабатывания реле).

Надо обратить внимание, что у электромагнитного элемента реле РТ-85, производящего при срабатывании переключение контактов и дешунтирование ЭУ, очень низкий коэффициент возврата: $k_{в} = 0,3 \div 0,4$. Эта особенность конструкции реле в данном случае играет положительную роль, «удерживая» реле в сработавшем состоянии, несмотря на увеличение погрешности вплоть до 60 – 70%. Даже при такой погрешности ТТ значение коэффициента чувствительности защиты $k_{ч.з}$ практически не снижается, что свидетельствует о невозможности возврата реле РТ-85 после его срабатывания и дешунтирования ЭУ.

Однако в отличие от электромеханических реле у их полупроводниковых аналогов значения коэффициента возврата близки к 1. Таким образом, в случаях использования принципа дешунтирования ЭУ в полупроводниковых защитах необходимо предусмотреть специальные мероприятия, предотвращающие возврат дешунтирующих органов после их срабатывания и дешунтирования ЭУ, если коэффициент чувствительности $k_{ч.з}$ оказывается меньше, чем требуется по «Правилам».

Чувствительность ЭО в схеме на рис. 1.5 и подобных схемах проверяется отдельно по выражению, аналогичному выражению (1.6), но без учета коэффициента возврата, т.е. по выражению (1.7):

$$k_{ч.ЭО} = \frac{I_{1к.мин} (1 - \frac{f_{\max}}{100})}{n_{т} \cdot I_{с.ЭО}}$$

где $I_{с.ЭО}$ – ток срабатывания стандартной отключающей катушки, равный, как правило, 5 А (РТМ) или 3,5 А (Эотт); $n_{т}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока. Коэффициент схемы для схемы на рис.1.5 равен 1 и не указывается; для других схем, где $k_{сх} \neq 1$, этот коэффициент должен учитываться.

Минимальное значение коэффициента чувствительности для ЭО, обеспечивающее их надежное срабатывание, должно быть приблизительно на 20% больше чем для соответствующих защит: $k_{ч.ЭО} \approx 1,2 \cdot k_{ч.з}$.

Например, для максимальной токовой защиты при срабатывании в основной зоне требуется $k_{ч} \approx 1,5$, а для ЭО $k_{ч} \approx 1,8$. В зоне дальнего резервирования требуется для защиты $k_{ч} \approx 1,2$, а для ЭО $k_{ч} \approx 1,44$.

При такой раздельной проверке чувствительности РЗ и ЭО не требуется согласование их токов срабатывания, и поэтому ток срабатывания защиты (реле) может выбираться большим или меньшим, чем ток срабатывания ЭО.

Определение максимального значения токовой погрешности ТТ f_{\max} . Токовая погрешность ТТ, превышающая 10%, определяется расчетом по зависимости $A = \psi(f)$ (рис. 1.20), при таком значении тока КЗ, при котором обеспечивается надежное срабатывание токовой отсечки, а если она не используется, то максимальной

токовой защиты, и соответственно обеспечивается срабатывание ЭО. Коэффициент A определяется по выражению (1.29), а значения максимальной кратности по следующим выражениям:

$$\text{для защиты} \quad k_{\max} = k_{\text{ч}} \cdot I_{\text{с.з}} / I_{1\text{ном.Т}}$$

$$\text{для ЭО} \quad k_{\max \text{ ЭО}} = k_{\text{ч}} \cdot n_{\text{т}} \cdot I_{\text{с.ЭО}} / I_{1\text{ном.Т}}$$

где $I_{\text{с.з}}$ – ток срабатывания отсечки, а если она не используется, то максимальной токовой защиты, A ; $I_{\text{с.ЭО}}$ – ток срабатывания ЭО, A ; $I_{1\text{ном.Т}}$ – первичный номинальный ток ТТ, A ; $k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, равный примерно 1,5 для максимальной токовой защиты, 1,2 – для токовой отсечки линии, 1,8 – для ЭО. Если защищается трансформатор, то для токовой отсечки $k_{\text{ч}} \approx 2$, а для ЭО – около 2,4.

Значение допустимой предельной кратности $k_{10\text{доп}}$, соответствующей полной погрешности ТТ $\varepsilon = 10\%$ при заданном сопротивлении $z_{\text{н.факт.расч}}$, может быть определено либо расчетом, либо графически по соответствующей кривой предельной кратности (рис. 1.20, а).

Пример расчета f_{\max} для схемы защиты, приведенной на рис. 1.5, а. Наибольшее значение сопротивления вторичной нагрузки ТТ имеет место при двухфазном КЗ фаз АВ или ВС в режиме после дешунтирования ЭО:

$$z_{\text{н.факт.расч}} = 2 \cdot r_{\text{пр}} + z_{\text{р}} + z_{\text{ЭО}} + z_{\text{иср}} = 0,1 + 0,1 + 2,2 + 0,1 = 2,5 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{пр}}$ – сопротивление фазного провода от ТТ до реле и принятое равным ему сопротивление обратного провода схемы; $z_{\text{р}}$ – сопротивление реле РТ-85 при токе срабатывания; $z_{\text{ЭО}}$ – сопротивление ЭО при токе срабатывания; $z_{\text{иср}}$ – сопротивление контактов, принятое равным 0,1 Ом.

Сопротивлению нагрузки 2,5 Ом соответствует значение $k_{10\text{доп}} = 4$ (рис. 1.20, а). Кратность k_{\max} при токе срабатывания отсечки равном, например, 700 А определяется по выражению: $k_{\max} = 1,2 \cdot 700 / 50 = 16,8$, где 50 А – первичный номинальный ток ТТ в этом примере. По выражению (1.29) коэффициент $A = 16,8 / 4 = 4,2$, а токовая погрешность $f_{\max} = 65\%$ (рис. 1.20, б).

Для токовой отсечки характерны большие кратности тока срабатывания по отношению к току срабатывания максимальной токовой защиты (индукционного элемента РТ-80) и еще большие кратности по отношению к первичному номинальному току ТТ. Но и при таком большом значении погрешности ТТ возврат реле РТ-85 после дешунтирования ЭО не произойдет, поскольку значение коэффициента чувствительности остается примерно таким же, как и до дешунтирования ЭО.

Если токовая отсечка на линии не используется, то может оказаться, что и после дешунтирования ЭО погрешность ТТ не превышает 10%. Например, ток срабатывания максимальной токовой защиты с независимой характеристикой (с реле РТ-95) $I_{\text{с.з}} = 3 \cdot I_{1\text{ном.Т}}$. По выражению (1.20) $k_{10} = 1,1 \cdot I_{\text{с.з}} / I_{1\text{ном.Т}} = 3,3$. По рис. 1.20 определяем, что допустимо $z_{\text{н}} = 3 \text{ Ом} > z_{\text{н.расч}} = 2,5 \text{ Ом}$ и, следовательно, значение f в данном примере на более 10%.

Для токовых защит с обратозависимой характеристикой погрешность ТТ определяется при токе согласования или токе перехода характеристики в независимую часть (для реле РТ-80 соответствует 5–8 $I_{\text{с.з}}$). Для рассматриваемого примера значение f находится в пределах 60 – 70%, т.е. так же как, в расчете для токовой отсечки.

Токи срабатывания стандартных ЭО составляют 5 или 3,5 А, т.е. равны или меньше $I_{2\text{ном.Т}}$ (5 А). При этом значения предельной кратности k_{10} не превышают 1,5 и, как правило, $f < 10\%$.

Проверка точности работы индукционного элемента реле серии РТ-80. Для точной работы реле РТ-80 необходимо обеспечить, чтобы $f \leq 50\%$ при максимальном значении тока КЗ через защиту. Сопротивление $z_{\text{н.расч}}$ определяется в режиме до дешунтирования ЭО, т.е. без учета сопротивления ЭО.

Например, $k_{\max} = I_{\text{лк макс}} / I_{1\text{ном.ТТ}} = 27$. Значению $z_{\text{н.факт.расч}} = 0,3 \text{ Ом}$ соответствует $k_{10\text{доп}} = 18$ (определяется по соответствующей кривой предельных кратностей, рис. 1.20, а). Коэффициент $A = 27 / 18 = 1,5$. По зависимости $A = \Psi(f)$ на рис. 1.20, б определяется $f = 30\%$, что менее $f_{\text{доп}} = 50\%$. Следовательно, точная работа индукционного элемента реле РТ-80 будет обеспечена во всем диапазоне токов КЗ меньших, чем ток срабатывания электромагнитного элемента (отсечки).

Проверка надежности работы дешунтирующих контактов реле РТ-85. По данным завода-изготовителя контакты реле РТ-85 способны производить дешунтирование ЭО при токах, не превышающих 150 А при сопротивлении дешунтируемой цепи не более 4,5 Ом. В некоторых случаях при увеличении значений токов КЗ в процессе эксплуатации приходится решать вопрос о возможности дальнейшего использования схемы защиты с дешунтированием ЭО на всех или на части элементов 6(10) кВ, если $I_{2\text{к}} = I_{\text{к}} / n_{\text{т}} > 150 \text{ А}$. Однако при этом рекомендуется уточнить значение $I_{2\text{к}}$ с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока f , которая может быть определена по рассмотренной выше методике. Уточненное значение вторичного тока КЗ, дешунтируемого контактами реле РТ-85, определяется по выражению:

$$I'_{2\text{к}} = \frac{I_{\text{лк макс}} \left(1 - \frac{f}{k \cdot 100}\right) \cdot k_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}},$$

где $I_{\text{лк макс}}$ – максимальное первичное значение тока КЗ в месте установки защиты, A ; $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, принимаемый для схемы «неполной звезды» (рис. 1.5) равным 1; $n_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации ТТ; $k \approx 1,2$ – коэффициент запаса, учитывающий возможность использования лучших сортов электротехнической стали для изготовления магнитопроводов ТТ; f – токовая погрешность ТТ в процентах, определяемая по рассмотренной выше методике; при этом $z_{\text{н.расч}}$ определяется без учета дешунтируемых ЭО, поскольку регламентируется ток до дешунтирования ЭО.

Например, при $I_{\text{лк}} = 1600 \text{ А}$ и $n_{\text{т}} = 50/5$ формально подсчитанное значение $I_{2\text{к}} = 160 \text{ А}$. Но при $z_{\text{н.расч}} = 0,3 \text{ Ом}$, $k_{10\text{доп}} = 18$, $k_{\max} = 1600 / 50 = 32$, коэффициент $A = 32 / 18 = 1,8$, значение $f = 38\%$, $I'_{2\text{к}} = 110 \text{ А} < 150 \text{ А}$. И таким образом схема с дешунтированием ЭО может быть оставлена в работе.

Трехрелейная схема защиты с реле РТ-85 при двух ЭО. Трехрелейная схема защиты применяется в тех случаях, когда максимальная токовая защита имеет достаточную чувствительность при трехфазном КЗ за трансформатором 6(10)/0,4 кВ со схемой соединения обмоток «треугольник-звезда-11». Добавление третьего реле обеспечивает такую же чувствительность и при всех видах двухфазных КЗ за этим трансформатором, в то время как двухрелейная схема (рис. 1.5) при двухфазном КЗ

может иметь в два раза меньшую чувствительность. Трехрелейная схема может применяться для собственной защиты таких трансформаторов, а также для защиты линий 6(10) кВ, питающих подобные трансформаторы. Трехрелейная схема может также применяться для защиты небольших трансформаторов 35 кВ со схемой соединения обмоток «звезда–треугольник–11» (не имеющих дифференциальной защиты) и линий, питающих трансформаторы с такой схемой соединения обмоток.

Для выполнения трехрелейной схемы защиты при двух ЭО, имеющих в приводе выключателя, требуется произвести перемотаж в дополнительно устанавливаемом реле (РЗ) типа РТ-85 для отдельного вывода на внешние зажимы реле его катушки, замыкающего (1) и размыкающего (2) контактов. Замыкающий контакт 1 включается параллельно с аналогичным замыкающим контактом 1 реле Р1, а размыкающий контакт 2 включается последовательно с аналогичным контактом 2 реле Р1. Таким образом, оба реле – Р1 и РЗ, при срабатывании вместе или по отдельности, производят дешунтирование одной и той же отключающей катушки (ЭО1) (рис. 1.5). Катушка третьего реле РЗ включается в обратный провод схемы «неполной звезды» трансформаторов тока, где в нормальном режиме проходит ток фазы В (с обратным знаком).

Коэффициент чувствительности для защиты, выполненной по такой схеме, в режиме после дешунтирования ЭО определяется по выражению, в котором минимальное значение тока $I_{к.мин}$ принимается равным току при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток «треугольник–звезда» или «звезда–треугольник–11». Коэффициент чувствительности для ЭО определяется по выражению, в котором значение тока $I_{к.мин}$ принимается равным половине тока трехфазного КЗ за этим же трансформатором. Таким образом, эта схема эффективна, если ток срабатывания ЭО по крайней мере в два раза меньше тока срабатывания реле защиты, что вполне реально.

Определение токовой погрешности трансформаторов тока после дешунтирования ЭО производится таким же образом, как и для схемы на рис. 1.5, но с учетом того, что максимальное расчетное значение $z_{н.расч} = 3r_{пр} + 3z_p + z_{ЭО} + z_{пер}$ при двухфазном КЗ за трансформаторами с указанными схемами соединения обмоток.

Принимая во внимание небольшие значения z_p и $r_{пр}$ в комплектных распределительных устройствах (КРУ) 6 и 10 кВ по сравнению с $z_{ЭО}$, очевидно, что суммарные значения z_n для схемы защиты с двумя или тремя реле различаются незначительно. Если для рассмотренного выше примера z_n для схемы на рис. 1.5 было равно 2,5 Ом, то для схемы с тремя реле при тех же условиях – 2,75 Ом. Для случая трех реле и трех ЭО $z_{н.расч}$ резко возрастает за счет утроенного значения $z_{ЭО}$ (для того же примера 7,35 Ом).

Проверка точности и надежности работы реле РТ-85 для трехрелейных схем производится также, как рассмотрено выше.

Защита трансформаторов и линий, выполняемая по схеме с дешунтированием электромагнитов отключения ЭО1 и ЭО2 (отключающих или включающих катушек) с помощью специальных дешунтирующих реле типа РП-341 (РП-361).

Не касаясь выбора параметров срабатывания защит, рассмотрим лишь условия проверки чувствительности дифференциальной и максимальной токовой защит трансформаторов, а также ЭО выключателей и ВК короткозамыкателей в режиме после дешунтирования ЭО с учетом погрешности ТТ для схемы защиты рис. 1.21.

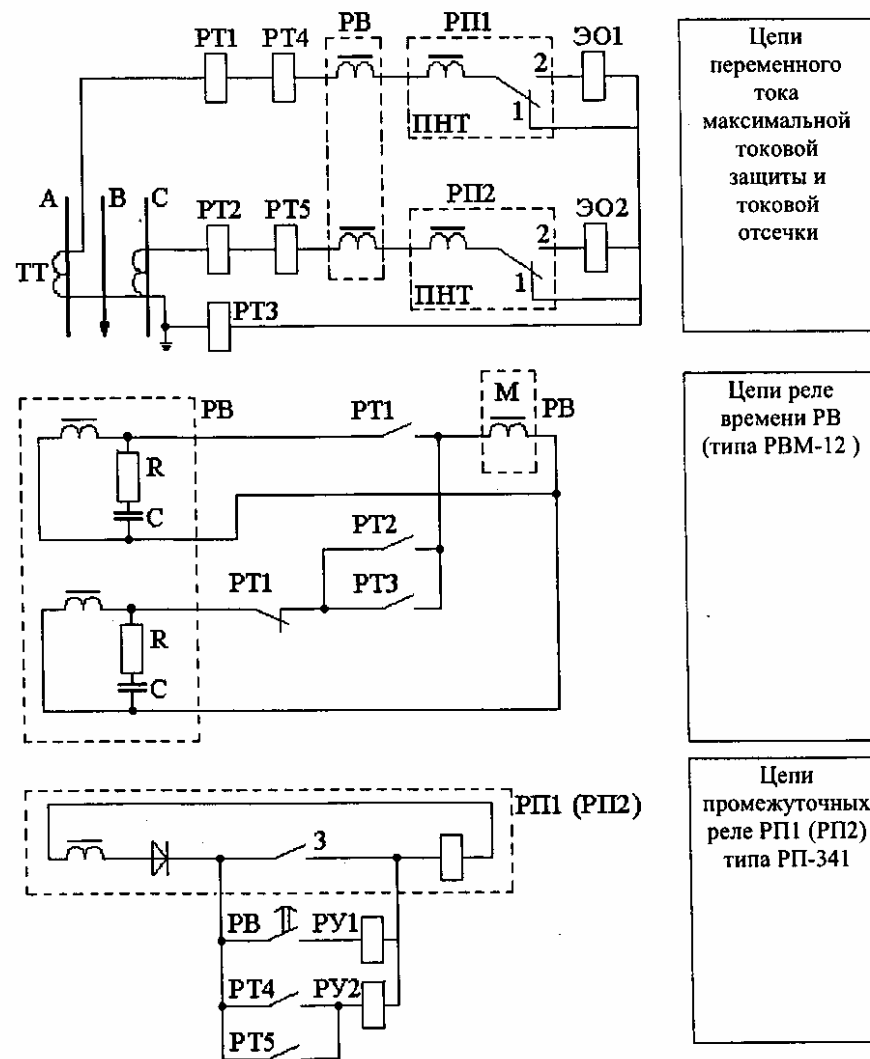


Рис. 1.21. Принципиальная схема двухступенчатой максимальной токовой защиты на переменном оперативном токе с дешунтированием электромагнитов отключения ЭО1, ЭО2 с помощью реле типа РП-341 (РП1, РП2);

РП1–РП3 – максимальные реле тока мгновенного действия максимальной токовой защиты; РТ4–РТ5 – то же токовой отсечки; РВ – реле времени типа РВМ-12 (РВМ-13); РУ – реле указательные (сигнальные)

Проверка чувствительности измерительных органов (реле дифференциальной и максимальной токовой защит), токового реле времени (РВМ, РСВ) и дешунтирующих реле типа РП-341 (РП-361), показанных на рис. 1.21, должна производиться по выражению для вторичных токов, т.е. токов, проходящих в реле во время КЗ в защищаемой зоне:

$$k_{ч.р} = \frac{I_{2к.мин} (1 - \frac{f_{макс}}{100})}{k_b \cdot I_{с.р} \cdot k_y}$$

где $I_{с.р}$ – ток срабатывания реле, причем принимается большее значение из токов срабатывания реле максимальной и дифференциальной защит и дешунтирующего реле типа РП-341, А; k_b – коэффициент возврата реле; ориентировочно принимается для РТ-40 не более 0,8, а для реле РП-341 – не более 0,4 и уточняется после наладки защиты; $I_{2к.мин}$ – ток в реле при металлическом КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме питающей энергосистемы; значение этого тока зависит от схемы соединения обмоток и наличия РПН защищаемого трансформатора, от схемы соединения трансформаторов тока защиты и вида КЗ, А; f – токовая погрешность ТТ в режиме после дешунтирования ЭО, проценты.

Чувствительность ЭО определяется по выражению:

$$k_{ч.ЭО} = \frac{I_{2к.мин} (1 - \frac{f_{макс}}{100})}{I_{с.ЭО} \cdot k_y}$$

где все обозначения – см. выше, кроме коэффициента k_y , о котором сказано далее.

Для типовой схемы защиты трансформаторов на переменном оперативном токе, в которой реле типа РП-341 самоудерживаются после срабатывания, расчетную проверку чувствительности измерительных органов защиты и реле времени (токового) типов РВМ-12(13), РСВ-13 достаточно произвести для режима до дешунтирования ЭО, поскольку после дешунтирования их возврат уже не может вызвать возврат реле РП-341 и отказ функционирования защиты (рис. 1.21). Проверка чувствительности должна производиться только для реле типа РП-341. При этой проверке надо помнить, что для трехобмоточных трансформаторов со стандартной схемой соединения обмоток, как правило, защита выполняется тремя измерительными органами (например, три реле ДЗТ-11), а реле РП-341 могут быть установлены лишь два по числу дешунтируемых ЭО. В этом случае при определении чувствительности реле ($k_{ч.р}$) необходимо учесть $k_y = 2$, так как $I_{2к.мин}$ для проверки чувствительности РП-341 будет в действительности в два раза меньше, чем для проверки чувствительности измерительных органов защиты. Однако относительно низкий коэффициент возврата реле РП-341 и небольшое значение его тока срабатывания (5 А или 2,5 А) способствуют получению достаточного коэффициента чувствительности защиты, несмотря на учет коэффициента k_y и на возможные значения $f > 10\%$.

Чувствительность ЭО при тех же условиях оказывается значительно ниже из-за отсутствия такого понятия как коэффициент возврата ЭО, а коэффициент чувствительности для ЭО требуется на 20% выше, чем для защиты. Если для дифференциальной защиты $k_{ч} \approx 2$, то для ЭО $k_{ч} \approx 2,4$. Такое значение $k_{ч}$ практически не может быть обеспечено для защиты трансформаторов небольшой мощности, например, трансформаторов 110 кВ мощностью 2,5 и 6,3 МВ·А при встроенных ТТ типа ТВТ-110 с $n_T \leq 150/5$ даже при условии, что их погрешность не превышает 10%. Практически же как раз у этих типов ТТ погрешности могут превышать 10%. Кроме того, при двух ЭО коэффициент $k_y = 2$ (см. выше).

Надо также отметить, что для этих ТТ не может быть использована методика определения значения $f > 10\%$ по зависимости $A = \psi(f)$. Для них рекомендуется определять полную погрешность ϵ , равную току намагничивания $I_{*нам}$, по фактическим вольтамперным характеристикам ТТ или по типовой кривой намагничивания стали и параметрам трансформаторов тока (рис. 1.19).

Для трансформаторов 110 кВ большей мощности и трансформаторов 35 кВ схемы с дешунтированием ЭО имеют широкое распространение.

Расчетная проверка трансформаторов тока в схемах защиты на реле прямого действия. Схемы токовых защит на реле прямого действия являются наиболее простыми и дешевыми, так как эти реле выполняют также функции электромагнитов (катушек) отключателя выключателей. При срабатывании они выбивают «зашелку» привода выключателя, который отключается за счет энергии, например, предварительно сжатых пружин или предварительно поднятого груза. Однако для своего срабатывания реле прямого действия требуют значительную мощность от ТТ (десятки вольт-ампер). Соответственно велико и значение сопротивления вторичной нагрузки ТТ $Z_{н.факт}$ (более одного ома). Погрешности ТТ при этом могут оказаться значительно больше 10%! Задачей расчетной проверки ТТ в этих схемах защиты является определение повышенных значений токовой погрешности ТТ и проверка чувствительности реле защиты при КЗ с учетом наибольшей возможной погрешности ТТ.

Схема защиты линий 6 и 10 кВ с реле прямого действия. Двухступенчатая токовая защита выполняется на реле РТМ (токовая отсечка) и РТВ (максимальная токовая защита с обратозависимой времятоковой характеристикой). В качестве типовой принимается двухфазная двухрелейная схема (рис. 1.22, а). Для защиты трансформаторов со схемой соединения обмоток треугольник-звезда устанавливается третье реле РТВ (на рис. 1.22 реле 5), повышающее чувствительность защиты при двухфазных КЗ.

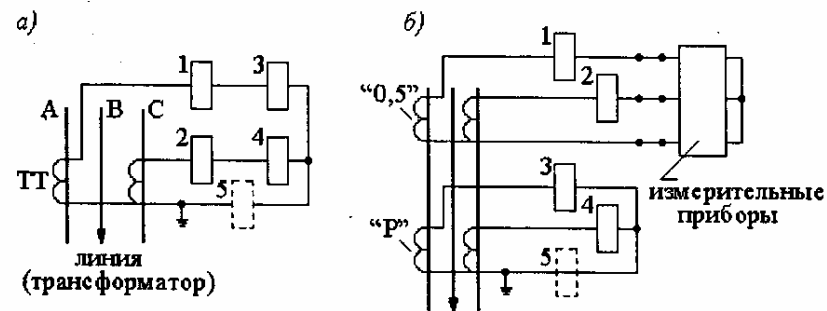


Рис. 1.22. Схемы двухфазной двухрелейной (или трехрелейной) двухступенчатой максимальной токовой защиты с реле прямого действия (1, 2 – РТМ; 3, 4, 5 – РТВ)

Чувствительность токовых защит с реле прямого действия следует проверять с учетом действительной токовой погрешности ТТ по выражению, аналогичному (1.6):

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин} (1 - \frac{f_{макс}}{100})}{I_{с.з}} \quad (1.6a)$$

Проверка ТТ на 10%-ную погрешность для схемы защиты на рис. 1.22, а производится при токе срабатывания отсечки и, как правило, значение предельной

кратности k_{10} оказывается весьма большим, а допустимое значение z_n – маленьким. А фактическое значение расчетного сопротивления нагрузки $z_{н.расч}$ в этой схеме велико за счет сопротивления реле РТВ (при токе срабатывания 5 А – около 3–4 Ом, при 10 А – около 1 Ом). В результате расчета часто оказывается, что $f > 10\%$. В этих случаях следует рассчитать действительную токовую погрешность трансформаторов тока по кривой $A = \Psi(f)$ на рис. 1.20, б, а затем определить значение k_χ для токовой отсечки по выражению (1.6а). Если оказывается, что значение коэффициента чувствительности существенно ниже 1,2 для защиты линии или 2 для защиты трансформатора (или блока «линия-трансформатор»), следует рассмотреть несколько вариантов мероприятий для повышения чувствительности токовой отсечки и максимальной токовой защиты. Например, заменить ТТ на более мощные или с более высоким первичным номинальным током, перейти на схему с реле типа РТ-85 и т.д. В том числе следует рассмотреть наиболее дешевый и простой вариант *раздельного* включения реле РТМ и РТВ на обмотки классов Р и 0,5 установленных ТТ (рис. 1.22, б). Такая схема при определенных условиях допускается «Правилами». При этом часто оказывается, что и для токовой отсечки и для максимальной токовой защиты обеспечиваются погрешности ТТ менее 10% за счет разных расчетных условий проверки ТТ на 10%-ную погрешность. Наряду с этим реле РТМ не снижает точность работы измерительных приборов, включенных на обмотку класса 0,5. Покажем это на одном из характерных примеров.

Пример. Для защиты линии 10 кВ, питающей трансформатор мощностью 1000 кВ·А со схемой соединения обмоток «треугольник – звезда-11», выбраны токи срабатывания: максимальной токовой защиты $I_{с.з} = 200$ А (примерно 350% номинального тока трансформатора) и токовой отсечки $I_{с.о} = 1000$ А (по условию несрабатывания отсечки при КЗ за трансформатором, ток КЗ 650 А). Реле типа РТВ-I и РТМ-III привода типа ПП-67, ТТ типа ТПЛ-10, $n_T = 100/5$ (рис. 1.23).

Производится проверка на 10%-ную погрешность ТТ класса Р (схема на рис. 1.22, а) при токе срабатывания отсечки в следующем порядке. Определяется предельная кратность $k_{10} = 1,1 \cdot I_{с.о} / I_{ном.Т} = 1,1 \cdot 1000 / 100 = 11$. По кривой предельных кратностей (рис. 1.20, а) определяется допустимое значение сопротивления нагрузки $z_{н.доп} = 0,8$ Ом, при котором $\varepsilon = 10\%$, а токовая погрешность $f < 10\%$.

Рассчитывается фактическое сопротивление нагрузки ТТ в схеме на рис. 1.22, а: $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + 2z_{РТВ} + r_{пер}$.

Примем $r_{пр} = 0,05$ Ом, $r_{пер} = 0,05 + 0,1$ Ом.

Сопротивление реле РТМ при уставке тока срабатывания $I_{с.р} = 1000 / 20 = 50$ А равно $z_{РТМ} = 0,8 \cdot S / I_{с.р}^2 = 0,8 \cdot 345 / 50^2 = 0,11$ Ом, где S – потребляемая мощность при втянутом якоря реле и токе срабатывания, В·А; коэффициент 0,8 учитывает, что расцепление механизма привода выключателя при срабатывании реле РТМ происходит несколько раньше, чем якорь реле полностью втянется и дойдет до упора, и сопротивление реле станет равным значению, указанному заводом-изготовителем для втянутого положения якоря.

Сопротивление реле РТВ при токе срабатывания $I_{с.р} = 200 / 20 = 10$ А равно $z_{РТВ} = 113 / 10^2 = 1,13$ Ом, где S – потребляемая мощность реле при токе срабатывания 10 А и втянутом якоря (по данным завода-изготовителя). Сопротивление реле РТВ рассчитывается для втянутого положения якоря, если ток срабатывания последовательно включенного реле РТМ превышает ток срабатывания

РТВ примерно в два раза для реле РТВ-I, II, III и в три – четыре раза для реле РТВ-IV, V, VI. В этих случаях якоря (сердечники) обоих реле при срабатывании реле втягиваются *одновременно* и быстро: с временем около 0,02 с. Но с учетом снижения сопротивления реле при больших токах можно принять в расчете $z_{РТВ} = 0,8 \cdot 1,13 = 0,9$ Ом. Это объясняется тем, что сопротивление реле РТВ с током срабатывания 10 А при больших токах снижается: при токе 20 А – до 0,95 Ом, при 25 А – до 0,9 Ом, при 30 А – до 0,8 Ом (по экспериментальным данным) [6].

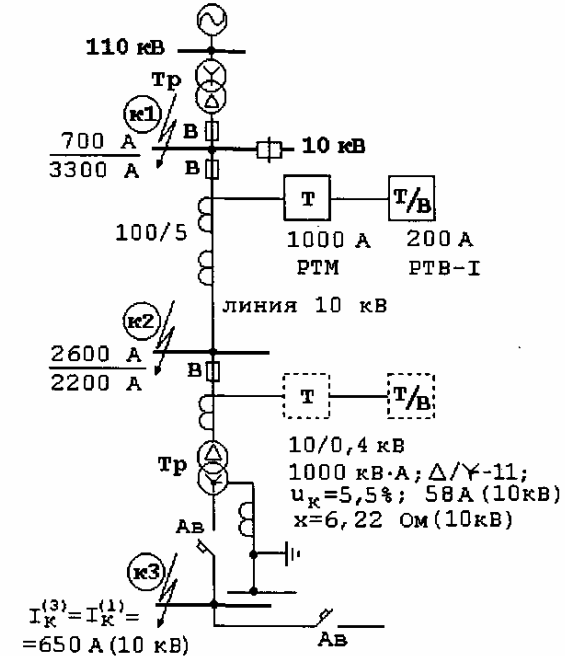


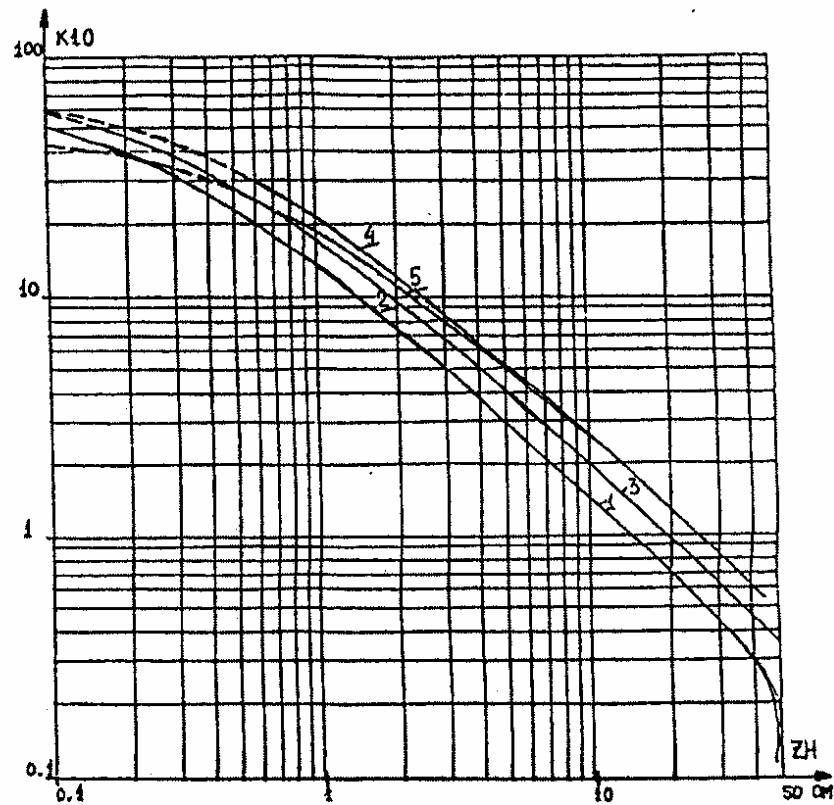
Рис. 1.23. Расчетная схема для примера проверки чувствительности токовых защит с реле прямого действия РТМ и РТВ

Суммарное значение $z_{н.расч} = 0,1 + 0,11 + 2 \cdot 0,9 + 0,05 = 2,06$ Ом, что больше чем $z_{н.доп} = 0,8$ Ом и, следовательно, погрешность ТТ больше 10%.

Определяется чувствительность отсечки с учетом действительной максимальной погрешности ТТ. Погрешность трансформаторов тока f определяется по рассмотренной выше методике при максимальном токе КЗ. $I_{к.макс} = k_\chi \cdot I_{с.о}$. При $k_\chi = 2$ для токовой отсечки трансформаторов $I_{к.макс} = 2 \cdot 1000 = 2000$ А, максимальная кратность тока КЗ $k_{макс} = 2000/100 = 20$. Допустимое значение предельной кратности $k_{10доп} = 5$ при $z_{н.расч} = 2,06$ Ом (рис. 1.20, а). Коэффициент $A = 20/5 = 4$, а $f = 63\%$ (рис. 1.20, б). При токе двухфазного КЗ на выводах защищаемого трансформатора, равном 2200 А, коэффициент чувствительности для токовой отсечки определяется по выражению (1.6а):

$$k_\chi = 2200 \cdot (1 - 0,63) / 1000 = 0,8,$$

ТИП ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА
ТЛ10-1-5-87(80)

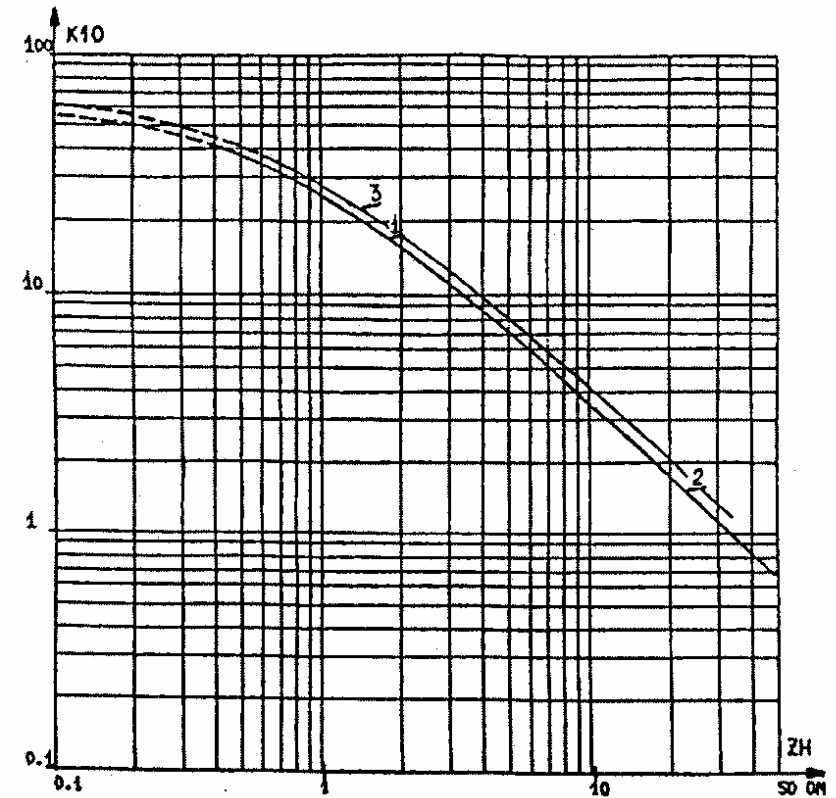


ОБМОТКА ЗАЩИТНАЯ P1
КЛАСС ОБМОТКИ - 10

Вариант исполнения	50	75	100	150	200	300	400	500	800	1000	1500
$I_{1 \text{ ном}}$	50	75	100	150	200	300	400	500	800	1000	1500
№ кривой КПК	1	1	1	1	1	2	3	2	3	4	5

Примечание. Значения «к», превышающие кратность трехсекундного тока термической стойкости, показаны пунктиром.

ТИП ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА
ТФЗМ110Б-ГУ1-5-85(82)



ОБМОТКА ЗАЩИТНАЯ P1
КЛАСС ОБМОТКИ - 10

Вариант исполнения	100	100	150	150	200	200	300	300	400	800	800	800	800
$I_{1 \text{ ном}}$	50	100	75	150	100	200	150	300	400	300	800	400	800
№ кривой КПК	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3

Примечание. Значения «к», превышающие кратность трехсекундного тока термической стойкости, показаны пунктиром.

§ 1.6. Расчет максимальных токовых защит от междуфазных КЗ с аналоговыми электромеханическими реле

В распределительных сетях 6 и 10 кВ основная защита воздушных и кабельных линий от междуфазных КЗ до сего времени в большинстве случаев выполнена на аналоговых реле: электромеханических и частично на микроэлектронных, которые выпускает Чебоксарский электроаппаратный завод (ЧЭАЗ). С историей и продукцией РЗА этого уникального российского предприятия можно ознакомиться в его информационных материалах, а также в сборнике «100 лет релейной защите» [35] в статье главного конструктора ЧЭАЗа Г.П. Варганова.

Однако, несмотря на однотипность в России аналоговой аппаратуры РЗА расчеты (выбор рабочих уставок) релейной защиты линий 6 и 10 кВ от междуфазных КЗ в сельских, городских и промышленных электрических сетях имеют существенные различия, связанные, в основном, с особенностями выполнения этих сетей. Поэтому, как и в предыдущем издании книги, сохранено раздельное рассмотрение вопросов выбора рабочих уставок РЗА с аналоговыми реле для сельских, городских и промышленных сетей 6 и 10 кВ. Из рассмотрения здесь исключены лишь те устройства РЗА, которые серийно уже не выпускаются (например, ДЗ-10, КРЗА). Наряду с этим в следующих далее примерах не рассматриваются вопросы выбора рабочих уставок для новых устройств РЗА, выполненных на элементной базе *цифровой* техники, так как они рассмотрены в предыдущих разделах (§§ 1.3, 1.4), также с учетом особенностей защищаемых электроустановок.

Таким образом, в следующих примерах расчетов РЗА с аналоговыми реле рассмотрены вопросы выбора уставок только для наиболее широко используемых в настоящее время электромеханических и микроэлектронных реле, что, разумеется, не является подтверждением их незаменимости.

§ 1.7. Расчеты релейной защиты от междуфазных КЗ на электромеханических реле для воздушных сетей 6 и 10 кВ в сельской местности

Общие сведения. В сельской местности электроснабжение осуществляется, как правило, по воздушным линиям (ВЛ) напряжением 10 и реже 6 кВ которые подключаются к подстанциям с высшим напряжением 35 или 110 кВ, а иногда и более высокого класса напряжения. Благодаря сооружению большого числа питающих линий и подстанций 35, 110 кВ во всех сельскохозяйственных районах нашей страны значительно снизилась средняя протяженность линий 10 (6) кВ. Появилось много сравнительно коротких линий (до 10 км), но наряду с ними сохраняется еще значительное число ВЛ 10 кВ, протяженность которых исчисляется десятками километров, а также таких ВЛ 10 кВ, которые могут значительно удлиниться при создании кратковременных аварийных и ремонтных схем электроснабжения. Для таких длинных линий характерны небольшие значения токов при КЗ в конце защищаемого участка, причём значения могут быть близки к значениям токов нагрузки и тем более токов перегрузки, вызванных подключением дополнительной нагрузки и самозапуском электродвигателей современных сельскохозяйственных предприятий. Большинство линий 10 (6) кВ сельской местности питает несколько трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ (6/0,4 кВ) самой различной мощности (от 25 до 630 кВ·А). Эти трансформаторные подстанции подключаются к ответвлениям от линий через плавкие предохранители, главным образом кварцевые типа ПКТ. На трансформаторных подстанциях крупных сельскохозяйственных предприятий (птицефабрики, животноводческие комплексы, хранилища и т.д.) могут устанавливаться трансфор-

маторы 630 и 1000 кВ·А с масляными или вакуумными выключателями 10 (6) кВ и релейной защитой.

Защита линий 10 (6) кВ сельскохозяйственных районов выполняется в соответствии с «Правилами» [1] от многофазных КЗ и от однофазных замыканий на землю. Защиты от ОЗЗ – см. далее.

Защиту от многофазных КЗ предусматривают в двухфазном исполнении, причём трансформаторы тогда устанавливают на одних и тех же фазах во всей сети, обычно на фазах А и С. При замыканиях на землю в двух разных точках сети (двойное замыкание на землю) такое выполнение защиты обеспечивает в большинстве случаев отключение только одной из поврежденных линий. Вторая поврежденная линия может некоторое время оставаться в работе, несмотря на замыкание одной фазы на землю [1, 2].

Количество реле защиты от междуфазных (многофазных) КЗ определяется в зависимости от требований чувствительности и надежности. Однорелейная схема практически не применяется. В качестве типовой применяется двухрелейная схема защиты. В относительно редких случаях питания трансформаторов $\Delta/Y-11$ выполняется трехрелейная схема, которая обладает одинаковой чувствительностью при трехфазных и двухфазных КЗ за этими трансформаторами. Линии 10 (6) кВ в сельской местности могут выполняться одиночными и иметь одностороннее питание (рис. В.1). Для защиты таких линий от многофазных КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени. В большинстве случаев применяются защиты с зависимой характеристикой выдержки времени, поскольку на подстанциях с переменным оперативным током их выполнение проще и дешевле, чем защит с независимой характеристикой. Особенно просты и дешевы защиты с реле прямого действия, встроенными в привод выключателя 10 (6) кВ, например типа РТВ. Зависимая характеристика выдержки времени позволяет выбирать, как правило, меньший ток срабатывания защиты по условиям согласования (селективности) с плавкими предохранителями питаемых трансформаторов и согласования с другими линейными защитами.

Токовые селективные отсечки должны применяться во всех случаях, когда они эффективны, т.е. при КЗ в начале линии имеют коэффициент чувствительности около 1,2 в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме [1]. На линиях, отходящих от шин подстанций, питающих крупные синхронные электродвигатели, могут применяться неселективные отсечки в сочетании с устройствами АПВ или АВР.

Если двухступенчатая максимальная токовая защита не обеспечивает требуемых условий быстродействия и селективности, рекомендуется выполнять автоматическое секционирование с помощью дополнительной специальной аппаратуры.

Далее в примерах производятся расчеты токов при многофазных КЗ и выбор рабочих уставок токовых защит от многофазных КЗ для наиболее часто встречающихся на практике схем воздушных сетей 10 (6) кВ в сельской местности.

Примеры расчета уставок максимальной токовой защиты для несекционированных ВЛ 6 и 10 кВ сельскохозяйственных районов

Пример 1. Выбираются рабочие уставки защиты ВЛ 10 кВ в сельскохозяйственном районе. Схема линии приведена на рис. 1.24, а, где указаны необходимые исходные данные: сопотривление питающей энергосистемы (одинаковое для максимального и минимального режимов), приведенное к шинам 10 кВ питающей подстанции; параметры участков основной линии и ответвлений; параметры трансформаторов 10/0,4 – 0,23 кВ (как правило, достаточно указать значения

номинальной мощности, поскольку значения номинальных напряжений и напряжения КЗ u_k (в процентах) являются стандартными или незначительно отличаются от стандартных); номинальные токи плавких предохранителей; тип и характеристика существующей максимальной токовой защиты питающего трансформатора 35/10 кВ, которая выполнена по двухрелейной схеме (рис. 1.24, б), а также выбранные типы и коэффициенты трансформации трансформаторов тока. ЭДС энергосистемы принимается равной среднему значению напряжения сети: 10,5 кВ (табл. В.1).

На ВЛ 10 кВ установлена максимальная токовая защита, выполненная по двухрелейной схеме с реле прямого действия типа РТВ (рис. 1.24, б). Токовая отсечка не используется, поскольку невелико различие между токами КЗ в месте подключения ближайшего трансформатора (580 А) и в месте установки защиты линии (640 А).

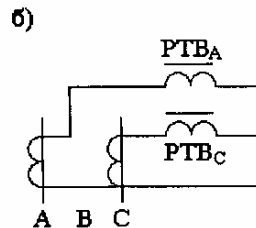
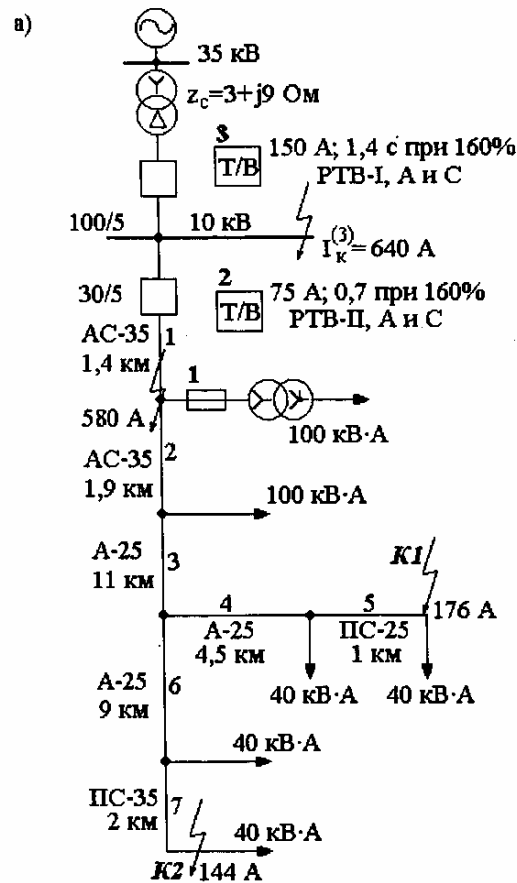


Рис. 1.24. Расчетная (а) схема ВЛ 10 кВ и принципиальная (б) схема максимальной защиты линии к примеру 1.

Т/В – максимальная токовая защита с зависимой характеристикой. Все сопротивления и токи отнесены к напряжению 10 кВ

Решение. Рассчитываются токи КЗ; для чего прежде всего намечаются расчетные точки, электрически наиболее удаленные от питающей подстанции (точки К1 и К2). Определяются сопротивления участков линии и ответвлений. Расчет удобно свести в таблицу. Значения сопротивлений ($r_{уд}$, $x_{в,уд}$ и $x_{н,уд}$) указаны по приложению.

Внутренне индуктивное сопротивление ($x_{в,уд}$) характерно только для стальных проводов. Как известно, это сопротивление зависит от значения тока в проводе и поэтому точный расчет токов КЗ для таких проводов является весьма трудоемким. Для упрощения расчетов токов КЗ для линий, у которых сопротивление участков со стальными проводами составляет незначительную часть общего сопротивления до точки КЗ, допускается принимать некоторые средние значения $x_{в,уд}$, соответствующие току КЗ примерно 150 А. При больших токах КЗ эти сопротивления уменьшаются. Таким образом, указанное допущение обычно создает некоторый запас при расчете максимальной токовой защиты линии.

Определяются суммарные активное и индуктивное сопротивления до расчетной точки К1: $r_{K1} = 29,5$ Ом, $x_{K1} = 18,3$ Ом (с учетом сопротивления системы). Полное сопротивление до точки К1:

$$z_{K1} = \sqrt{29,5^2 + 18,3^2} = 34,5 \text{ Ом.}$$

Ток при трехфазном КЗ в точке К1:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 34,5} = 176 \text{ А.}$$

Аналогично рассчитывается ток при трехфазном КЗ в расчетной точке К2. Токи КЗ указываются на расчетной схеме (рис. 1.24).

Рассчитывается ток срабатывания максимальной защиты линии по выражению (1.1). Проведенные исследования и опыт эксплуатации релейной защиты показывают, что при расчете уставок максимальных токовых защит линий 6 и 10 кВ в сельскохозяйственных районах, как правило, можно принимать в выражениях (1.1), (1.2) коэффициент самозапуска нагрузки $k_{сзп}$ равным 1,2 – 1,3 при условии, что защита будет иметь время срабатывания не менее 0,5 с. Исключение составляют линии, питающие потребителей со значительным количеством электродвигателей (например, крупные птицефабрики, животноводческие комплексы, предприятия по переработке сельскохозяйственных продуктов и т.п.) Для этих линий $k_{сзп}$ определяется расчетом так же, как для линий, имеющих промышленную (обобщенную) нагрузку (см. далее).

Максимальный рабочий ток линии ($I_{раб, макс}$) при отсутствии официальных данных может быть определен приближенно:

а) по номинальному току наиболее «слабого» элемента цепи (например, по первичному номинальному току трансформатора тока, по длительно допустимому току кабельной вставки и т.п.);

б) по максимальной суммарной мощности силовых трансформаторов, которые могут питаться по защищаемой линии в нормальном, ремонтном или послеаварийном режимах;

в) по допустимым уровням напряжений на вводах всех трансформаторах ответвлений в разных режимах.

Последний способ является достаточно трудоемким, а первый может привести к необоснованному увеличению тока срабатывания защиты. Определение $I_{раб, макс}$ по сумме номинальных токов всех трансформаторов, питаемых по защищаемой линии, в свою очередь, может производиться с учетом так называемого коэффициента загрузки

иш без него. Появление этого коэффициента вызвано тем, что в сельских сетях в ряде случаев максимальный ток нагрузки трансформаторов 6/0,4 кВ и 10/0,4 кВ оказывается меньше их номинального тока. Однако при выборе уставок максимальной защиты линии нежелательно учитывать этот коэффициент, поскольку его значение изменяется в сторону повышения в связи с развитием сельскохозяйственного производства и увеличением его электрооборуженности. Учет коэффициента загрузки при выборе уставок релейной защиты потребовал бы проведения частых повторных расчетов уставок и перерегулировок реле защиты. Определение $I_{\text{раб.макс}}$ без учета коэффициента загрузки создает определенный расчетный запас на несколько лет, что немаловажно в условиях эксплуатации релейной защиты сельских сетей.

Определение сопротивлений участков ВЛ 10 кВ (к рис. 1.24)

Участки линии	Длина, км	Марка провода	Значения сопротивлений					
			$r_{\text{уд}}$, Ом/км	$x_{\text{в,уд}}$, Ом/км	$x_{\text{н,уд}}$, Ом/км	$x_{\text{в,уд}} +$ $x_{\text{н,уд}}$, Ом/км	r , Ом	$x_{\text{в}} + x_{\text{н}}$, Ом
1	1,4	АС-35	0,77	-	0,4	0,4	1,09	0,56
2	1,9	АС-35	0,77	-	0,4	0,4	1,46	0,76
3	11,0	АС-25	1,146	-	0,4	0,4	12,6	4,4
4	4,5	А-25	1,14	-	0,4	0,4	5,1	1,8
5	1,0	ПС-25	6,2	1,4	0,4	1,8	6,2	1,8
6	9,0	АС-25	1,146	-	0,4	0,4	10,2	3,6
7	2,0	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	9,0	3,2

В данном примере принимается $I_{\text{раб.макс}}$ равным сумме номинальных токов всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии (рис. 1.24) с учетом того, что по этой линии не предусмотрено питание других подстанций:

$$\Sigma I_{\text{ном.тр}} = \Sigma S_{\text{ном.тр}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = (2 \cdot 100 + 4 \cdot 40) / (\sqrt{3} \cdot 10) = 20 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты по условию (1.1) с учетом $k_{\text{в}} = 0,65$ для РТВ:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{н}} k_{\text{сзн}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 20}{0,65} = 50 \text{ А.}$$

Рассчитывается ток срабатывания реле РТВ-1 по выражению (1.3) и проверяется чувствительность защиты. Предварительно приняв $n_{\text{т}} = 50/5$, получаем $I_{\text{с.р}} = 50 \cdot 1/10 = 5 \text{ А}$. Такая уставка на реле может быть выполнена (см. приложение).

Коэффициент чувствительности при КЗ в основной зоне действия защиты (точка К2 с наименьшим током КЗ) в соответствии с (1.4) $k_{\text{ч.осн}}^{(2)} = 0,865 \cdot 144/50 = 2,5 > 1,5$, и, следовательно по условиям чувствительности релейной защиты секционирования линии не требуется.

Определяется коэффициент чувствительности в зоне резервирования, т.е. при КЗ на шинах низшего напряжения трансформаторов ответвлений. Выбирается ближайший трансформатор 100 кВ·А, и определяется ток КЗ через защиту при повреждении за этим трансформатором. Сопротивление стандартного трансформатора такой мощности с $u_{\text{к}} = 4,5\%$ равно 45 Ом. Токи КЗ: $I_{\text{к}}^{(3)} = 115 \text{ А}$; $I_{\text{к}}^{(2)} = 0,865 \cdot 115 = 100 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности $k_{\text{ч.рез}} = 100/50 = 2 > 1,2$ [1]. Определяются коэффициенты чувствительности при КЗ за следующим трансформатором ответвления

и т.д. Может оказаться, что максимальная защита нечувствительна к повреждениям за малоомными и удаленными трансформаторами ответвлений, что допускается «Правилами» [1].

Выбирается время срабатывания и характеристика реле РТВ по условиям согласования по току и времени с параметрами срабатывания защитных устройств последующих и предыдущих элементов. Предыдущим расчетным элементом является наиболее мощный из трансформаторов – 100 кВ·А. Его защита осуществляется, как обычно, плавкими предохранителями. В большинстве случаев применяются предохранители с мелкозернистым наполнителем (кварцевым песком) типа ПК, обладающие рядом преимуществ перед выхлопными предохранителями ПВ, у которых гашение дуги происходит путем ее обдувания газами, образуемыми газогенерирующим веществом под действием дуги, выбрасывающимся с большой скоростью в виде выхлопа из дугового пространства (ГОСТ 2213-79). Прежнее название выхлопных предохранителей – стреляющие типа ПСН, в настоящее время не допускается к применению, поэтому в данном примере будет указываться в скобках.

Номинальный ток заменяемого элемента предохранителей (для ПК – патрон с плавкой вставкой, для ПВ – плавкий элемент с деталями крепления), совпадающий по значению с номинальным током предохранителя $I_{\text{ном}}$, выбирается по следующей таблице:

Рекомендуемые значения номинальных токов плавких предохранителей (и их заменяемых элементов) для защиты трехфазных силовых трансформаторов 6/0,4 и 10/0,4 кВ

Мощность защищаемого трансформатора, кВ·А	Номинальный ток, А					
	трансформатора на стороне			предохранителя на стороне		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,06	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

В начале примера в учебных целях для расчета принимается выхлопной предохранитель, предназначенный для защиты силовых трансформаторов, с номинальным напряжением 10 кВ, номинальным током $I_{\text{ном}} = 16 \text{ А}$ и номинальным током отключения $I_{\text{о.ном}} = 1,6 \text{ кА}$ принимается ближайшее большее значение по ГОСТ 2213-79, по отношению к максимальному значению тока КЗ в месте установки предохранителя. Этот ток равен 580 А (рис. 1.24). Основное обозначение выбранного предохранителя с некоторыми сокращениями имеет вид: ПВТ-10-16-1,6 (прежнее наименование ПСН-10). На карте селективности (рис. 1.25) в осях «ток – время» строится типовая защитная времятоковая характеристика плавления этого предохранителя, представляющая зависимость преддугового времени или времени плавления плавкого элемента от начала КЗ до момента возникновения дуги ($t_{\text{пл}}$) от действующего значения периодической составляющей рассчитываемого тока КЗ

(типовые времятоковые характеристики предохранителей разных типов представлены в приложении). Построение ведется по следующим точкам типовой характеристики: 30 А – 5 с; 40 А – 2 с; 50 А – 1 с; 60 А – 0,6 с; 70 А – 0,4 с; 80 А – 0,3 с; 100 А – 0,22 с (характеристика I').

В соответствии с ГОСТ 2213-79 отклонения значения ожидаемого тока КЗ при данном преддуговом времени (времени плавления плавкого элемента) $t_{пл}$ от значения тока КЗ, полученного по *типовой* времятоковой характеристике плавления, не должно превышать $\pm 20\%$. Поэтому типовая характеристика I' должна быть смещена вправо на 20%. Построение предельной времятоковой характеристики I производится по нескольким точкам, например: 36 А – 5 с; 48 А – 2 с; 60 А – 1 с; 72 А – 0,6 с; 84 А – 0,4 с; 96 А – 0,3 с; 120 А – 0,22 с (рис. 1.25).

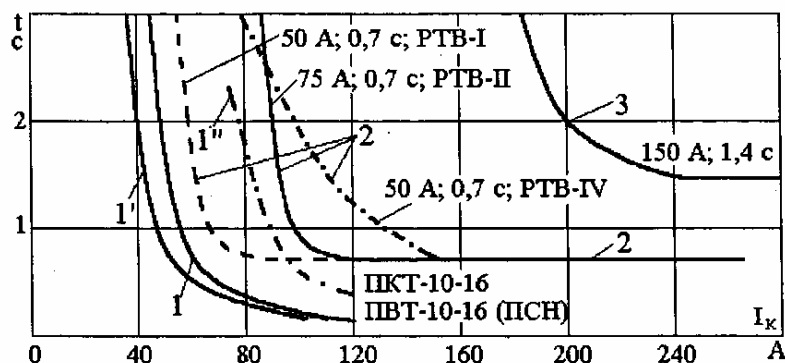


Рис. 1.25. Карта селективности к примеру 1 (расчетная схема изображена на рис. 1.24). Токи приведены к напряжению 10 кВ

Подбирается характеристика для максимальной защиты линии (реле РТВ-I), исходя из следующих условий:

а) ток срабатывания защиты должен быть не менее чем на 10% больше тока плавления вставки предохранителя, соответствующего времени действия защиты в начальной части характеристики (не менее 5 с). Для этого определяется ток $I_{пл}$ при 5 с: 36 А. Выбранный ранее ток срабатывания защиты (50 А) удовлетворяет этому условию. Можно пользоваться типовыми характеристиками и без перестройки их в предельные, но тогда ток срабатывания защиты следует выбрать не на 10%, а на 40% больше тока плавления вставки при тех же 5 с;

б) степень селективности 0,5–0,7 с между характеристиками защиты (2) и предохранителя (I') желательно обеспечивать при всех возможных значениях тока КЗ;

с) степень селективности между защитой трансформатора (характеристика 3 задана) и защитой ВЛ 10 кВ должна быть примерно 0,7 с при максимальном токе КЗ в начале линии (практически берется ток КЗ на шинах 10 кВ питающей подстанции). В рассматриваемом примере этот ток 640 А. Очевидно, что обе согласуемые защиты работают в независимой части характеристик. Тогда для защиты линии время срабатывания должно быть:

$$t_{с.з} \leq t_{с.з.тр} - \Delta t = 1,4 - 0,7 = 0,7 \text{ с.}$$

Принимая за основу типовую односекундную характеристику реле РТВ-I (приведена в приложении), определяем несколько точек нужной характеристики с $t_{с.з} =$

= 0,7 с в независимой части (меньше 0,7 с принимать не рекомендуется), а затем пересчитываем абсциссы этих точек по выбранному току срабатывания защиты $I_{с.з} = 50 \text{ А}$:

$k = I_p/I_{с.р}, \%$	160	140	130	120	110	100
$t_{с.з}, \text{ с}$	0,7	1	1,3	1,9	2,6	~6
$I_{к}, \text{ А}$	80	70	65	60	55	50

Ток I_k определяется по выражению:

$$I_k = k I_{с.р} n_T / (100 k_{сх}^{(3)}),$$

где k – кратность $I_p/I_{с.р}$, определяемая по типовой характеристике, %; $I_{с.р}$ – ток срабатывания реле, А; n_T – коэффициент трансформации; $k_{сх}^{(3)}$ – коэффициент схемы.

Очевидно, что при токах КЗ в диапазоне 65 – 120 А не обеспечивается достаточная степень селективности между максимальной защитой линии (штриховая кривая 2 на рис. 1.25) и плавкими предохранителями (кривая I). Например, при токе равном 70 А, защита срабатывает с временем $t_{с.з} \approx 1 \text{ с}$, а плавкие вставки перегорают за время:

$$t = t_{пл} + t_{гор} \approx 0,65 + 0,2 = 0,85 \text{ с,}$$

где $t_{гор}$ – примерное время горения дуги плавкого предохранителя, определяемое по зависимости, приведенной в приложении.

Степень селективности $\Delta t = 0,15 \text{ с}$ значительно меньше рекомендуемой, и поэтому ток срабатывания защиты линии следует увеличить, поскольку время срабатывания не может быть увеличено по условию селективности с защитой питающего трансформатора. Выбирается новое значение тока срабатывания защиты $I_{с.з} = 75 \text{ А}$ при уставке реле РТВ-I $I_{с.р} = 7,5 \text{ А}$, которое обеспечивает необходимую чувствительность в основной зоне ($k_{ч.осн}^{(2)} = 1,65 > 1,5$). Резервирование КЗ за ближайшим трансформатором 100 кВ·А обеспечивается ($k_{ч.рез} = 1,2$), но для более удаленных и менее мощных трансформаторов резервирование не обеспечивается, что допускается «Правилами» [1]. Отсутствие резервирования при КЗ за трансформаторами вообще является характерным для защит ВЛ 6 и 10 кВ. Важно также подчеркнуть, что установка трансформаторов 6 и 10/0,4 кВ относительно большой мощности (100 кВ·А и выше) часто приводит к необходимости увеличения тока срабатывания максимальной защиты линии.

На рис. 1.25 строится новая кривая 2 (сплошная) по следующим точкам:

1,6 · 75 А = 120 А – 0,7 с; 105 А – 1 с; 97 А – 1,3 с; 90 А – 1,9 с; 83 А – 2,6 с; 75 А – около 6 с. Теперь селективность между защитой 2 и предохранителями I обеспечивается во всем диапазоне токов КЗ.

Подобным образом строится на карте селективности (рис. 1.25) и кривая 3 максимальной защиты трансформатора по заданным уставкам: $I_{с.з} = 150 \text{ А}$ и $t_{с.з} = 1,4 \text{ с}$ в независимой части (при 160% $I_{с.з}$ для реле РТВ-I).

Как видно из рис. 1.25 выбранные характеристики полностью обеспечивают селективность действия защитных устройств. Отметим, что селективность между защитой линии и предохранителями может быть достигнута и без увеличения тока срабатывания защиты линии, если установить реле типа РТВ-IV, имеющие более пологую характеристику. В этом легко убедиться, построив характеристику реле РТВ-IV для выбранных уставок (50 А; 0,7 с при 300% $I_{с.з}$), используя для

построения типовую односекундную характеристику реле РТВ-IV – РТВ-VI, приведенную в приложении (штрихпунктирная кривая 2 на рис. 1.25).

При установке на трансформаторе 100 кВ·А кварцевых предохранителей ПКТ-10 с номинальным током 16 А оказывается, что ток срабатывания максимальной токовой защиты линии придется выбрать несколько большим из-за того, что времятоковые характеристики у ПКТ являются более пологими, чем у ПВ (ПСН). По приведенным в приложении типовым характеристикам ПКТ определяется, что у ПКТ-10-16 при $t_{пл} = 5$ с ток плавления равен примерно 58 А. Тогда ток срабатывания максимальной токовой защиты линии должен быть выбран не менее чем $1,4 \cdot 58 = 80$ А. При коэффициенте трансформации трансформаторов тока, равном 50/5, ток срабатывания реле РТВ, встроенного в привод выключателя типа ВМП-10, может быть принят равным 8 А (см. приложение). Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне $k_{ч.осн}^{(2)} = 0,865 \cdot 144/80 = 1,56$, что меньше, чем в предыдущем случае, когда согласование велось с предохранителем типа ПВ (ПСН), однако, соответствует требованиям «Правил» [1]. Но при установке трансформатора большей мощности, например 160 кВ·А, для которого номинальный ток предохранителя $I_{ном} = 20$ А и ток плавления при $t_{пл} = 5$ с около 80 А, ток срабатывания защиты пришлось бы выбрать не менее чем $1,4 \cdot 80 = 112$ А (см. пример 2). Учитывая, что на реле РТВ ближайшая уставка 12 А, ток срабатывания защиты должен быть принят равным 120 А. Но при этом коэффициент чувствительности защиты в основной зоне ее действия оказывается значительно меньше, чем требуется: 1,04 вместо 1,5. Надо отметить, что при использовании для защиты трансформаторов 10(6) кВ мощностью свыше 100 кВ·А плавких предохранителей типа ПК часто не представляется возможным обеспечить селективность между такой защитой линии 10(6) кВ и предохранителями.

Производится проверка допустимости выбранного времени срабатывания максимальной токовой защиты (0,7 с) по условиям термической стойкости проводов защищаемой линии. Для практических расчетов на термическую стойкость проводов распределительных электрических сетей используются выражения (1.15) и (1.16).

В данном примере принят провод АС-35 на участках 1 и 2 (рис. 1.24). Минимально допустимое сечение провода зависит от значения тока КЗ, времени его прохождения (с учетом АПВ) и постоянной C . Примем $C = 69,5$, а время прохождения тока КЗ при неуспешном АПВ одного цикла составит: $t_0 = 0,7 + 0,7 + 2 \cdot 0,1 = 1,6$ с. При $I_k = 640$ А (рис. 1.24) значение минимально допустимого сечения составит 12 мм^2 , что меньше принятого (35 мм^2).

Расчетная проверка трансформаторов тока по условиям раздела § 1.5.

1. Проверка на 10%-ную погрешность. Предельная кратность k_{10} для реле с зависимой характеристикой (РТВ-I): $k_{10} = 1,6 \cdot 75/50 = 2,4$. По кривой предельных кратностей определяется $z_{н.дон} = 4,2$ Ом. Наибольшая фактическая нагрузка трансформатора тока для двухфазной двухрелейной схемы определяется: $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_p + z_{пер}$. Сопротивление реле РТВ-I при втянутом якоре при уставке 7,5 А рассчитывается: $z_p = 118/7,5^2 = 2,1$ Ом, где $S = 118$ В·А по техническим данным привода ПП-67. Сопротивление проводов в данном случае практически можно было бы не учитывать, так как реле РТВ установлены в непосредственной близости от трансформаторов тока (как и все другие реле, расположенные в комплектах

распределительных устройствах типа КРУ, КРУН, КСО и т.п.). Действительно, даже при длине соединительного провода из алюминия $l = 8$ м и минимально допустимом сечении 4 мм^2 [1] $r_{пр} = 8 / (34,5 \cdot 4) \approx 0,06$ Ом. Суммарное сопротивление нагрузки $z_{н.расч} = 2 \cdot 0,06 + 2,1 + 0,1 = 2,32$ Ом $< 4,2$ Ом, следовательно, погрешность трансформаторов тока не превышает 10%.

2. Расчетная проверка надежной работы при максимальном значении тока КЗ для реле типа РТВ не производится.

3. Расчетное определение напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока с номинальным вторичным током 5 А может не производиться, так как оно, как правило, не превышает регламентированное значение, равное 1000 В.

В учебных целях возможно произвести расчет уставок для $n_T = 30/5$ (вместо ранее выбранного $n_T = 50/5$). Сравнивая результаты расчета для $n_T = 50/5$ и $30/5$, можно заметить, что для защит с реле прямого действия завышения коэффициента трансформации обычно не приводит к уменьшению погрешности трансформаторов тока. Это объясняется тем, что при уменьшении уставки реле прямого действия их сопротивление существенно увеличивается.

В данном примере целесообразно принять $n_T = 30/5$ и реле РТВ-II (вместо РТВ-I) с уставкой 12,5 А ($I_{с.з} = 75$ А) или реле РТВ-IV с уставкой 10 А ($I_{с.з} = 60$ А вместо 50 А, что допустимо по всем рассмотренным условиям).

Окончательно принятые уставки наносятся на расчетную схему (рис. 1.24). При установке на трансформаторе 100 кВ·А предохранителей ПКТ-10-16 (предельная времятоковая характеристика I'' на рис. 1.25) максимальная токовая защита линии должна быть отрегулирована на ток срабатывания не менее 80 А. При необходимости повышения ее чувствительности допустимо принять 75 А (реле РТВ-I или РТВ-II), а время срабатывания в установившейся части сохранить 0,7 с (сплошная кривая 2 на рис. 1.25). Время плавления у ПКТ-10-16 при токе $1,6 \cdot 75 = 120$ А (начало установившейся части характеристики 2) около 0,45 с. Степень селективности 0,25 с мала, поэтому на линии обязательно должно быть введено в работу устройство АПВ, желательно двукратного действия. При возможности для защиты линии следует выбрать односекундную характеристику времени срабатывания.

Оформляются результаты расчета, и выдается задание на наладку защиты. В задании указывается наименование линии, номер проектной схемы защиты, тип и коэффициент трансформации трансформаторов тока, тип реле, выбранные уставки защиты, максимальный вторичный ток КЗ через защиту.

Для реле с зависимой характеристикой дополнительно указывается, при каком токе реле должно срабатывать с заданным временем (например, 0,7 с при 160% $I_{с.р}$). Целесообразно задавать для контроля несколько промежуточных точек характеристики срабатывания. Для защит, которые согласовываются с предохранителями 6 и 10 кВ, важно проверить, что при токе срабатывания время действия защиты составляет не менее 5 с.

Пример 2. Рассчитывается ток срабатывания и строится зависимость от тока характеристика времени срабатывания максимальной токовой защиты линии 10 кВ с реле типа РТВ-I, включенными на фазные токи (рис. 1.24, б), только по одному условию: согласованию с характеристикой кварцевого предохранителя типа ПКТ (кривая 1 на рис. 1.25, а) наиболее мощного трансформатора, подключенного к этой линии, с целью обеспечения селективности действий между защитой линии (2) и

плавкими предохранителями трансформатора (I) при повреждении этого трансформатора. Выбор тока срабатывания защиты линии производится так же как в примере 1.

Решение. Сначала рассмотрим вариант с трансформатором мощностью 160 кВ·А, затем – мощностью 250 кВ·А (рис. 1.26). Номинальные токи плавких предохранителей (и их заменяемых элементов) соответственно равны 20 и 40 А. В последнем случае допустимо установить предохранитель с номинальным током 31,5 А, но при этом будут худшие условия селективности с предохранителем ПН-2 на стороне 0,4 кВ этого трансформатора.

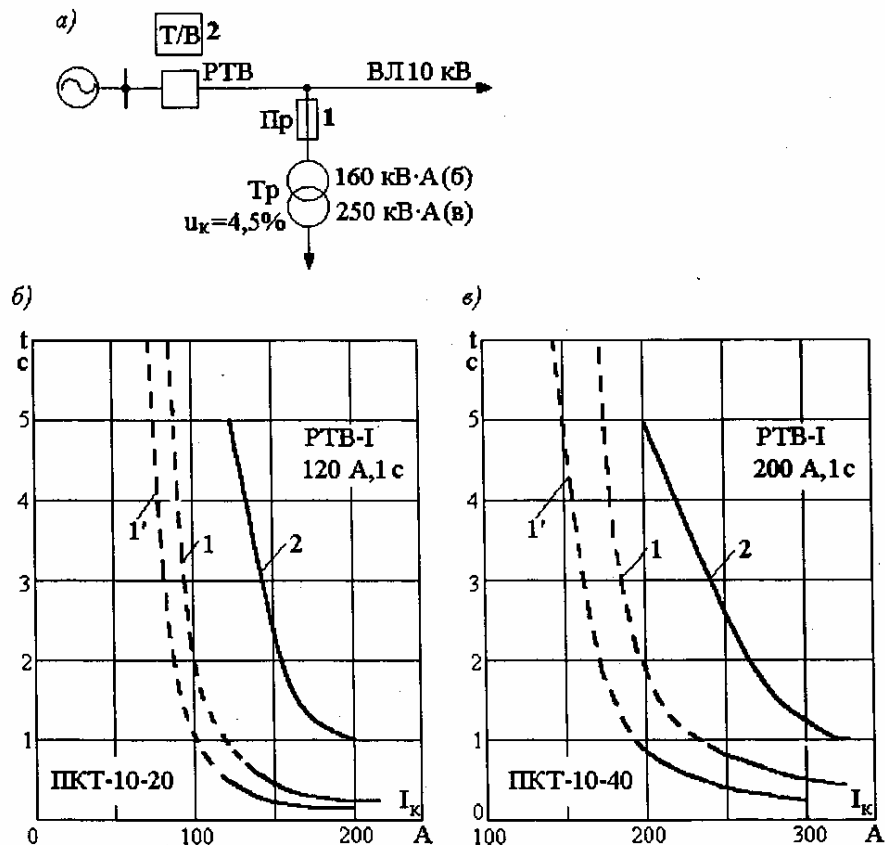


Рис. 1.26. Схема сети (а) и карта селективности (б и в) к примеру 2

По типовым времятоковым характеристикам предохранителей типа ПКТ-10 (см. приложение) определяются значения токов, при которых время плавления $t_{пл} = 5$ с: 80 и 150 А для ПКТ-10-20 и ПКТ-10-40 соответственно. В первом случае ток срабатывания максимальной токовой защиты ВЛ 10 кВ должен быть не менее, чем $I_{с.з} \geq 1,4 \cdot I_{пл} = 1,4 \cdot 80 = 112$ А, во втором – $I_{с.з} \geq 1,4 \cdot 150 = 210$ А. С учетом имеющихся уставок на реле РТВ-1, принимая, например, $n_T = 100/5$, эти токи срабатывания придется округлить до 120 и 200 А соответственно. Следовательно для

обеспечения требуемого коэффициента чувствительности защиты линии $k_{ч.осн}^{(2)} = 1,5$ [1] ток через защиту, выполненную по схеме «неполной звезды», при двухфазном КЗ в конце защищаемой зоны должен быть не менее 180 и 300 А соответственно. Выбранные токи срабатывания могут обеспечить и дальнее резервирование, т.е. при двухфазных КЗ за трансформаторами 160 и 250 кВ·А соответственно для защит с $I_{с.з} = 120$ А и $I_{с.з} = 200$ А наибольшие значения коэффициентов чувствительности составляют 1,48 и 1,38 (при расчете токов КЗ учитывалось только сопротивление трансформатора; при учете сопротивлений питающей энергосистемы и участка линии 10 кВ до места подключения трансформатора значения коэффициентов чувствительности могут оказаться менее требуемого 1,2, но это допускается «Правилами» [1]).

На рис. 1.26, б и в построены времятоковые характеристики предохранителей ПКТ с $I_{ном}$, равным 20 и 40 А: типовые (кривые 1') и предельные, смещенные на 20% вправо (кривые 1). Построение проведено так же, как в примере 1. Характеристики 2 времени срабатывания линейной защиты 2 с реле типа РТВ-1 с токами срабатывания 120 и 200 А соответственно подобраны таким образом, чтобы обеспечить ступень селективности Δt между характеристиками 1 и 2 не менее 0,5 с во всем диапазоне токов КЗ.

У времятоковых характеристик предохранителей ПКТ-10 имеется часть, показанная штриховой линией (см. рис. 1.26). При токах КЗ, соответствующих этой части характеристики (от трех до шестикратного номинального тока предохранителя) гашение дуги не гарантируется. У зарубежных фирм значения этих токов указываются иногда на самом предохранителе (например, $I_{мин} = 4I_{ном}$). Очевидно, что для обеспечения селективности между защитой питающей линии и предохранителем при этих значениях токов достаточно учитывать только время плавления, определяемое по приведенным времятоковым характеристикам, а время горения (гашения) дуги – не учитывать, но при этом линия должна быть оборудована АПВ. При больших значениях тока (сплошная часть времятоковой характеристики предохранителя) желательно, чтобы время срабатывания защиты линии было больше суммы времени плавления и времени гашения дуги в предохранителе во избежание излишних отключений линии при КЗ в трансформаторах. Однако для снижения времени срабатывания защит линий допускается и в этих случаях не учитывать время гашения дуги в предохранителе с учетом исправления излишнего срабатывания защиты устройством АПВ линии.

Пример 3. Для условий примера 1 выбираются уставки для двухфазной двухрелейной схемы максимальной токовой защиты линии 10 кВ с реле типа РТ-85, каждое из которых при срабатывании дешунтирует электромагнит отключения ЭО, включенный в ту же фазу последовательно с катушкой реле (рис. 1.5).

Решение. Результаты расчетов по условию (1.1) сохраняются.

Поскольку реле РТ-80 имеет более пологую характеристику, чем реле РТВ-1, можно предварительно принять ток срабатывания защиты $I_{с.з} = 45$ А, полученный из условия (1.1) в примере 1. При $n_T = 30/5$ определяется ток срабатывания реле $I_{с.р} = 7,5$ А. С учетом ступенчатой регулировки реле РТ-85 принимаем $I_{с.р} = 8$ А, а ток срабатывания защиты $I_{с.з} = 48$ А. Коэффициент чувствительности в основной зоне $k_{ч.осн}^{(2)} = 0,865 \cdot 144/48 = 2,6 > 1,5$ (до дешунтирования ЭО).

Характеристика срабатывания защиты с реле РТ-85 примерно такая же, как для реле РТВ-IV с $I_{с.з} = 50$ А (штрихпунктирная кривая 2 на рис. 1.25), но время срабатывания защиты в установившейся части можно принять меньшее, а именно 0,5 с

(вместо 0,7 с), поскольку такая уставка выполнима на реле РТ-85 и при этом времени обеспечивается селективность защиты с предохранителями ПКТ-10-16 (рис. 1.25).

Расчетная проверка трансформаторов тока:

1. Проверка на 10%-ную погрешность до дешунтирования ЭО. Определяется по выражению (1.20) предельная кратность при токе, соответствующем установившейся (независимой) части характеристики срабатывания реле РТ-80, $k_{10 \text{ доп}} = 1,1 \cdot 5 \cdot 48 / 30 = 8,8$. По кривой предельных кратностей для обмотки класса Р трансформатора тока ТПЛ-10 допустимое значение сопротивления нагрузки $z_{н, \text{доп}} = 1 \text{ Ом}$.

Рассчитывается наибольшая фактическая нагрузка трансформатора тока. Для двухфазной двухрелейной схемы «неполная звезда»: $z_{н, \text{расч}} = 2 r_{\text{ир}} + z_p + r_{\text{пер}} = 2 \times 0,06 + 0,16 + 0,1 = 0,38 \text{ Ом} < 1 \text{ Ом}$, где $r_{\text{ир}} = 0,06 \text{ Ом}$ (из примера 1); $z_p = 10/8^2$, где $S = 10 \text{ В} \cdot \text{А}$ – мощность, потребляемая реле типа РТ-80 при токе, равном току уставки. Полная погрешность трансформаторов тока до дешунтирования ЭО $\varepsilon < 10\%$, что обеспечивает точную работу реле РТ-85 (его индукционного элемента, определяющего зависимую характеристику срабатывания реле).

2. Расчетная проверка трансформаторов тока после дешунтирования ЭО (рис. 1.5). Значение $z_{н, \text{расч}}$ возрастает на $z_{\text{ЭО}} = S/I^2 = 58/5^2 = 2,3 \text{ Ом}$, где $S = 58 \text{ В} \cdot \text{А}$ – мощность, потребляемая ЭО типа РТМ в приводе ПП-67 при токе срабатывания 5 А. Расчетным током является ток срабатывания электромагнитного элемента реле РТ-85 (отсечки), который в данном примере равен току срабатывания реле в начале независимой части характеристики примерно $5 I_{\text{с.з}} = 5 \cdot 48 = 240 \text{ А}$. Тогда $k_{10} = 1,1 \times 240 / 30 = 8,8$; $z_{н, \text{доп}} = 1 \text{ Ом}$; $z_{н, \text{расч}} = 0,38 + 2,3 = 2,68 \text{ Ом} > 1 \text{ Ом}$ и $\varepsilon > 10\%$.

Для проверки чувствительности защиты по условию (1-6) определяется значение действительной токовой погрешности f при кратности тока КЗ, обеспечивающей надежное срабатывание электромагнитного элемента реле РТ-85 максимальной токовой защиты: $k_{\text{макс}} = 1,5 \cdot 240/30 = 12$. При $z_{н, \text{расч}} = 2,68 \text{ Ом}$ значение $k_{10 \text{ доп}} = 3,7$. Коэффициент $A = 12/3,7 = 3,2$, а $f = 60\%$ (рис. 1.20). Однако с учетом низкого коэффициента возврата электромагнитного элемента реле РТ-85 (0,3 – 0,4) чувствительность защиты после дешунтирования ЭО не снижается и, следовательно, возврата реле не произойдет:

$$k_{\text{ч.з}} = 0,865 \cdot 144 (1 - 0,6) / (0,4 \cdot 48) = 2,6 > 1,5.$$

При расчетном токе срабатывания ЭО 5 А значение $k_{10} = 1,2 \div 1,4$, $z_{н, \text{доп}} = 7 \text{ Ом} > z_{н, \text{расч}} = 2,68 \text{ Ом}$, следовательно, $\varepsilon < 10\%$ и специальной проверки чувствительности ЭО не требуется. При токах КЗ, больших, чем расчетный, чувствительность ЭО также будет обеспечена, несмотря на увеличение погрешности трансформаторов тока. При токе КЗ в конце основной зоны 144 А коэффициент чувствительности ЭО без учета погрешности трансформаторов тока ($\varepsilon < 10\%$) $k_{\text{ч.ЭО}} = 0,865 \cdot 144 / (6 \cdot 5) = 4,1 > 1,8$ [1].

3. Расчетная проверка работы реле РТ-85 при максимальном токе КЗ в начале защищаемого участка (640 А – рис. 1.24, а). Известно, что максимально допустимая погрешность трансформаторов тока $f_{\text{доп}} = 50\%$ обусловлена опасностью увеличения времени срабатывания индукционных реле тока при несинусоидальной форме кривой тока в течение КЗ по сравнению с временем срабатывания при синусоидальном токе. Поэтому при определении погрешности трансформаторов тока при максимальном токе КЗ значение $k_{10 \text{ доп}}$ определяется для сопротивления нагрузки до дешунтирования ЭО

(в данном примере 0,38 Ом). По кривой предельных кратностей для обмотки класса Р трансформатора тока типа ТПЛ значению $z_{н, \text{расч}} = 0,38 \text{ Ом}$ соответствует $k_{10 \text{ доп}} = 16$. Значение $k_{\text{макс}} = 640 / 30 = 21,3$ ($n_T = 30/5$). Значение $A = 21,3 / 16 = 1,33$, чему соответствует значение погрешности $f_{\text{расч}}$ не более 20%, т.е. меньше $f_{\text{доп}} = 50\%$.

4. Расчет максимального значения напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока производится для режима после дешунтирования ЭО ($z_{н, \text{расч}} = 2,68 \text{ Ом}$) при $k_{\text{макс}} = 640 / 30 = 21,3$:

$$U_{2 \text{ макс}} = 1,41 \cdot 21,3 \cdot 5 \cdot 2,68 = 400 \text{ В} < 1400 \text{ В}.$$

Проверяется допустимость использования реле типа РТ-85 по условию (1.8), для чего определяется максимальное значение тока в реле при КЗ в месте установки защиты: $I_{2 \text{к. макс}} = 640 / 6 = 106 \text{ А}$, где $I_{\text{к. макс}} = 640$ и $n_T = 30/5$ (рис. 1.24, а). Полученное максимальное значение тока меньше допустимого (150 А), и, следовательно, схема с реле РТ-85 может быть использована.

Пример 4. Для условий примера 1 выбираются уставки максимальной токовой защиты, выполненной по двухфазной двухрелейной схеме (рис. 1.21) с реле тока типа РТ-40, реле времени типа РВМ-12 и промежуточными реле типа РП-341 на переменном оперативном токе (схема с дешунтированием электромагнитов отключения).

Решение. Токи срабатывания защиты и реле определяются так же, как в примере 1. По условию (1.1) минимальный ток срабатывания защиты $I_{\text{с.з}} = 45 \text{ А}$, а ток срабатывания реле $I_{\text{с.р}} = 7,5 \text{ А}$ (может быть установлен на реле РТ-40/10, имеющих плавную регулировку срабатывания 2,5 – 5 А и 5 – 10 А).

Чувствительность защиты при КЗ в основной зоне и в зоне резервирования выше, чем в примере 3. В схеме защиты (рис. 1.21) реле РП-341 после срабатывания самоудерживаются своими контактами РП1 и РП2. В связи с этим проверку чувствительности измерительных органов защиты (реле РТ-40) и реле времени (РВМ-12 с током срабатывания 2,5 или 5 А) достаточно произвести для режима до дешунтирования ЭО, поскольку после дешунтирования ЭО возврат реле РТ1 (РТ2) уже не может вызвать возврат реле РП-341 и отказ функционирования защиты.

Для реле РП-341 должна быть произведена расчетная проверка чувствительности с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока после дешунтирования ЭО. Однако учитывая относительно низкий коэффициент возврата этих реле (0,3 – 0,4), коэффициент чувствительности после дешунтирования, как правило, не снижается.

Проверка чувствительности ЭО производится так же, как в примере 3.

Проверка трансформаторов тока для схемы (рис. 1.21) на 10%-ную погрешность производится при $I_{\text{расч}} = 1,1 I_{\text{с.з}}$; $k_{10} = 1,1 \cdot 45/30 = 1,65$. Значение $z_{н, \text{доп}} = 5,5 \text{ Ом}$. Расчетное сопротивление (на фазу) $z_{н, \text{расч}}$ представляет собой сумму сопротивлений проводов и обмоток реле тока РТ1 (РТ2), времени РВ1 (РВ2), промежуточного реле РП1 (РП2), а после дешунтирования ЭО и сопротивления ЭО (2,3 Ом из примера 3). Сопротивления реле РТ-40/10 – $z_p = 0,5 / 7,5^2 = 0,01 \text{ Ом}$, РВМ-12 и РП-341 – $z_{\text{РВМ}} = z_{\text{РП}} = 10 / (2 \cdot 5)^2 = 0,1 \text{ Ом}$. При двухфазном КЗ на линии $z_{н, \text{расч}} = 2 \cdot 0,06 + 0,01 + 0,2 + 0,1 + 2,3 = 2,73 \text{ Ом}$, что меньше допустимого значения 5,5 Ом. Следовательно, и до и после дешунтирования ЭО $\varepsilon < 10\%$. Коэффициент

чувствительности для реле РП-341 и РВМ-12 при $I_{c.p} = 5$ А может определяться без учета погрешности трансформаторов тока: $k_{ч}^{(2)} = 0,865 \cdot 144 / (6 \cdot 5) = 4,1 > 1,5$.

Проверка надежности работы контактов реле РТ-40 по условию $f_{расч} \leq 50\%$ производится при $k_{макс} = 640/30 = 21,3$ (пример 3). Допустимая кратность $k_{10доп} = 15$ при $z_{н.расч} = 0,43$ Ом. Коэффициент $A = 21,3 / 15 = 1,4$, чему соответствует $f_{расч}$, не превышающая 20%.

Проверяется допустимость использования реле РП-341 при $I_{2к.макс} = 640 / 6 = 106$ А, что меньше допустимого значения 150 А.

Таким образом, схема на рис. 1.21 может быть применена. Практически для защиты линий 10 (6) кВ такие схемы используются редко из-за сложности и большого количества реле. Однако аналогичные защиты с независимой характеристикой (реле РТ-40 и РВ) достаточно часто устанавливаются на подстанциях с постоянным оперативным током. При этом возникают трудности согласования их независимой характеристики с зависимой времятоковой характеристикой плавких предохранителей, часто требующие увеличения тока срабатывания защиты линии.

Пример 5. Рассчитываются рабочие уставки защиты линии 10 кВ, питающей трансформатор мощностью 1 МВ·А на подстанции сельскохозяйственного предприятия с устройством АВР на стороне 0,4 кВ (рис. 1.27, а). Защита выполняется по схеме с двумя реле РТМ (токовая отсечка) и тремя реле РТВ (максимальная токовая защита), причем третье реле РТВ (5 на рис. 1.27, б) устанавливается для повышения чувствительности защиты к двухфазным КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток $\Delta/\gamma-11$ Трансформаторы тока типа ТПЛ-10, $n_T = 100/5$. Коэффициент самозапуска нагрузки задан 1,5.

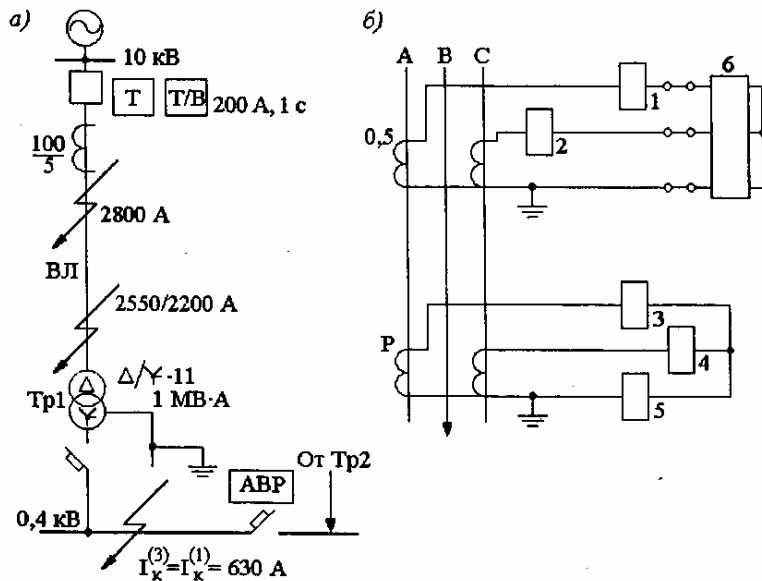


Рис. 1.27. Расчетная схема (а) и схема включения (б) токовых реле прямого действия 1–5 и измерительных приборов б к примеру 5: 1, 2 – реле РТМ; 3, 4, 5 – реле РТВ

Решение. Ток срабатывания максимальной токовой защиты блока «линия – трансформатор» выбирается по условию (1.1) с учетом возможности длительной работы трансформатора с перегрузкой после срабатывания АВР на стороне 0,4 кВ: $I_{c.з} = 1,3 \cdot 1,5 \cdot 1,3 \cdot I_{ном.тр} / 0,7 = 3,6 \cdot 58 = 210$ А. Принимается ток срабатывания реле (уставка) 10 А (РТВ-1) и ток срабатывания защиты 200 А.

Ток срабатывания отсечки по условию отстройки от КЗ на стороне 0,4 кВ: $I_{c.o} = 1,6 \cdot 630 = 1008$ А. Принимается ток срабатывания реле 50 А (РТМ-III) и ток срабатывания отсечки 1000 А.

Время срабатывания максимальной токовой защиты около 1 с в установившейся части характеристики для обеспечения селективности с автоматическими выключателями (автоматами) на стороне 0,4 кВ.

Производится проверка на 10%-ную погрешность трансформаторов тока класса Р при токе срабатывания отсечки в следующем порядке. Определяется предельная кратность $k_{10} = 1,1 \cdot I_{c.o} / I_{ном.тр} = 1,1 \cdot 1000 / 100 = 11$. По кривой предельных кратностей определяется допустимое значение сопротивления нагрузки $z_{н.доп} = 0,8$ Ом, при котором полная погрешность $\varepsilon = 10\%$, а токовая погрешность f несколько меньше 10%.

Рассчитывается фактическое сопротивление нагрузки: $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + 2z_{РТВ} + r_{иср}$. Примем $r_{пр} = 0,05$ Ом, $r_{иср} = 0,05 \div 0,1$ Ом. Сопротивление реле РТМ при уставке 50 А равно $z_{РТМ} = 0,8 \cdot S / I_{c.p}^2 = 0,8 \cdot 345 / 50^2 = 0,11$ Ом; S – потребляемая мощность при втянутом якоря реле и токе срабатывания, В·А; коэффициент 0,8 учитывает, что расцепление механизма привода выключателя при срабатывании реле РТМ происходит несколько раньше, чем якорь реле полностью втянется и дойдет до упора и сопротивление реле станет равным значению, указанному в заводском каталоге для втянутого положения якоря. Сопротивление реле РТВ при токе срабатывания 10 А (привод ПП-67) $z_{РТВ} = 113 / 10^2 = 1,13$ Ом. С учетом снижения сопротивления реле при больших токах принимаем $z_{РТВ} = 0,8 \cdot 1,13 = 0,9$ Ом.

Сопротивление реле РТВ с $I_{c.p} = 10$ А равно при токе 20 А примерно 0,95 Ом, при 25 А – 0,9 Ом, при 30 А – 0,8 Ом [6].

Суммарное значение $z_{н.расч} = 0,1 + 0,11 + 2 \cdot 0,9 + 0,05 = 2,06$ Ом, что больше, чем $z_{н.доп} = 0,8$ Ом, и, следовательно, погрешность трансформаторов тока $f > 10\%$.

Определяется чувствительность отсечки с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока. Погрешность трансформаторов тока f определяется при максимальном токе КЗ $I_{к.макс} = k_{ч} \cdot I_{c.o}$. При $k_{ч} = 2$ для токовой отсечки трансформаторов [1]. $I_{к.макс} = 2 \cdot 1000 = 2000$ А, максимальная кратность тока КЗ $k_{макс} = 2000 / 100 = 20$. Допустимое значение предельной кратности $k_{10доп} = 5$ при $z_{н.расч} = 2,06$ Ом. Коэффициент $A = 20 / 5 = 4$, а $f = 63\%$. При токе двухфазного КЗ на выводах защищаемого трансформатора, равном 2200 А, коэффициент чувствительности для токовой отсечки $k_{ч} = 2200 (1 - 0,63) / 1000 = 0,8$, т.е. отсечка не сможет сработать из-за большой погрешности трансформаторов тока.

Для повышения чувствительности токовой отсечки необходимо обеспечить работу трансформаторов тока с меньшей погрешностью, лучше всего менее 10%. Это

может быть достигнуто путем установки более мощных трансформаторов тока или путем замены реле прямого действия на реле косвенного действия РТ-85 или РТ-40. Как один из вариантов может быть рассмотрена возможность использования *раздельного включения* реле токовой отсечки РТМ вместе с измерительными приборами на обмотку класса 0,5, а реле РТВ – на обмотку класса Р одних и тех же трансформаторов тока.

Проверяются на 10%-ную погрешность трансформаторы тока класса 0,5 при токе срабатывания отсечки: $k_{10} = 1,1 \cdot 1000 / 100 = 11$; $z_{н.доп} = 0,35$ Ом (рис. 1.20, а); $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + z_{и.п} + r_{иср} = 0,1 + 0,11 + 0,07 + 0,05 = 0,33$ Ом, где $z_{и.п}$ – сумма сопротивлений амперметра (0,03 Ом) и двух счетчиков (по 0,02 Ом). Таким образом, $z_{н.расч}$ меньше, чем $z_{н.доп}$, $f < 10\%$ и коэффициент чувствительности отсечки будет больше 2, что соответствует «Правилам» [1].

Сопротивление нагрузки на эти же трансформаторы тока в нормальном симметричном режиме рассчитывается с учетом того, что якорь реле РТМ находится в нижнем положении и сопротивление реле равно 0,057 Ом. Суммарное сопротивление нагрузки определяется: $z_{н.расч} \approx 2r_{пр} + z_{РТМ} + z_{и.п} + r_{иср} = 0,1 + 0,057 + 0,07 + 0,05 = 0,28$ Ом, что меньше, чем допускается для этих трансформаторов тока из условия работы с нормируемой погрешностью: $z_{ном} = 0,4$ Ом. Следовательно, включение реле РТМ и измерительных приборов на обмотку класса 0,5 может быть допущено, причем счетчики могут использоваться для расчетного учета электрической энергии.

Для класса Р проверка на 10%-ную погрешность производится при токе перехода характеристики срабатывания реле РТВ-1 в независимую часть: $k_{10} = 1,1 \cdot 1,6 \cdot 200 / 100 = 3,5$. Допустимое значение сопротивления нагрузки при этом равно 3 Ом. Рассчитывается наибольшее сопротивление нагрузки на трансформаторы тока при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток $\Delta/\Upsilon-11$ для *трехрелейной* схемы максимальной токовой защиты с реле РТВ-1: $z_{н.расч} = 3r_{пр} + 3z_{РТВ} + r_{иср} = 0,15 + 3 \cdot 0,9 + 0,1 = 2,95$ Ом, что примерно равно допустимому значению сопротивления нагрузки (3 Ом), при котором полная погрешность трансформаторов тока $\varepsilon = 10\%$, а токовая погрешность f несколько меньше 10%.

Проверяется чувствительность максимальной токовой защиты и отсечки без учета ее снижения из-за погрешности трансформаторов тока. Для защиты при трехфазном и двухфазных КЗ за трансформатором: $k_q = 630 / 200 = 3,15 \gg 1,5$, при однофазном КЗ – в 1,73 раза меньше, но больше, чем требуется ($1,8 > 1,5$). Для отсечки при двухфазном КЗ на выводах 10 кВ трансформатора $k_q = 2200 / 1000 = 2,2 > 2$ [1].

Трехрелейная схема максимальной токовой защиты блока «линия – трансформатор» $\Delta/\Upsilon-11$ может быть выполнена и на реле РТ-85. При этом в приводе выключателя могут оказаться лишь два ЭО. Для выполнения схемы требуется произвести ремонт в дополнительном реле типа РТ-85, катушка которого включается в обратный провод схемы «неполной звезды». Замыкающий контакт этого реле включается параллельно с аналогичным замыкающим контактом реле РТ-85 фазы А (или С), а размыкающий контакт включается последовательно с аналогичным контактом реле фазы А (или С). Таким образом, оба реле при срабатывании вместе или по отдельности производят дешунтирование одного и того же ЭО.

Коэффициент чувствительности для защиты, выполненной по такой схеме, в режиме после дешунтирования ЭО определяется по минимальному значению тока

$I_{р.мин}$, равному вторичному току при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток $\Delta/\Upsilon-11$. Коэффициент чувствительности ЭО определяется по $I_{р.мин}$, равному *половине* тока трехфазного КЗ за этим же трансформатором.

Для условий примера (рис. 1.27) без учета погрешности трансформаторов тока чувствительность защиты определяется следующим образом: $I_{р.мин} = 630/20 = 31,5$ А; $I_{с.р} = 200 / 20 = 10$ А; $k_q = 3,15 > 1,5$. Для ЭО: $k_q = 0,5 \cdot 31,5 / 5 = 3,15 > 1,8$.

Погрешность трансформаторов тока после дешунтирования ЭО определяется так же, как в примере 3, но при $z_{н.расч} = 3r_{пр} + 3z_p + z_{ЭО} + r_{иср}$ для случая КЗ за трансформатором $\Delta/\Upsilon-11$. Максимальная кратность тока $k_{макс} = 1,5 \cdot 5 \cdot 200 / 100 = 15$. При $z_{н.расч} = 0,18 + 0,3 + 2,3 + 0,1 = 2,88$ Ом, где $z_p = 10 / 10^2 = 0,1$ Ом. Допустимая предельная кратность $k_{10,доп} = 3,6$. Коэффициент $A = 15 / 3,6 = 4,1$, а $f = 65\%$. С учетом коэффициента возврата реле РТ-85 после срабатывания, равного 0,3–0,4, значение коэффициента чувствительности реле защиты после дешунтирования остается таким же, как и до дешунтирования. Для ЭО чувствительность определяется так же, как в примере 3.

Проверка точности работы реле РТ-85 ($f_{расч} \leq 50\%$ при КЗ в месте установки защиты) и надежности работы контактов реле ($I_{2к} \leq 150$ А) производится так же, как в примере 3. При $I_{к.макс} = 2800$ А (рис. 1.27) $k_{макс} = 28$. При $z_{н.расч} = 0,58$ Ом (до дешунтирования ЭО) $k_{доп} = 14$. Коэффициент $A = 28 / 14 = 2$, а $f \approx 40\%$, что менее 50%.

Рассмотренные примеры показывают преимущества максимальных токовых защит с обратной зависимой от тока характеристикой времени срабатывания по сравнению с защитами, имеющими не зависящую от тока характеристику. Видны и трудности, возникающие при выборе уставок зависимых защит для линий 10 (6) кВ, обусловленные главным образом неточностью работы электромеханических реле РТВ и необходимостью в связи с этим выбора больших ступеней селективности (0,7 – 1 с), невозможностью выполнения на реле РТВ уставок по времени менее 0,7 с, а также неточностью работы плавких предохранителей трансформаторов 10 (6) / 0,4 кВ. Большинство этих трудностей преодолевается при использовании современных цифровых (микропроцессорных) реле, которым посвящена первая часть этой главы.

Пример 6. Надо отметить, что еще до разработки цифровых реле в СССР выпускались микроэлектронные токовые реле с обратнoзависимыми времятоковыми характеристиками, в том числе защита ТЗВР.

Отличия защиты ТЗВР от рассмотренных выше защит с реле типа РТВ, а также РТ-80, важные для выбора параметров срабатывания (уставок), заключаются в следующем:

защита ТЗВР реагирует на *разность* фазных токов; это обеспечивает повышение ее чувствительности при двухфазных КЗ в 1,15 раза по сравнению с защитами, реагирующими на фазные токи, но наряду с этим вызывает некоторые особенности в согласовании ее параметров срабатывания с характеристиками защит смежных элементов;

защита ТЗВР имеет зависящую от тока характеристику времени срабатывания в виде *прямой* линии, что вызывает ряд особенностей при ее согласовании с зависимыми характеристиками других реле и защит (РТВ, РТ-80, ЛТЗ), времятоковыми характеристиками плавких предохранителей, имеющими криволинейную форму.

Защита ТЗВР в настоящее время не выпускается, однако возможно, что она находится в работе в каких-то электросетевых предприятиях. При необходимости выбора или проверки уставок ТЗВР читателю придется найти третье издание моей

книги "Расчеты релейной защиты..." [7], где подробно описаны особенности расчетов ТЗВР и приведен численный пример расчета на с. 58–60.

Учет токов нагрузки. На значение тока КЗ в сельских сетях, а следовательно, и на чувствительность максимальной защиты значительное влияние при некоторых условиях может оказывать нагрузка. Как уже говорилось, при удаленных КЗ на одной из отходящих линий на шинах питающей подстанции может сохраняться остаточное напряжение, близкое к нормальному. В этих условиях по неповрежденным линиям будет проходить рабочий ток, примерно равный нормальному. Чем больше рабочий ток неповрежденных линий, тем меньше ток КЗ через защиту поврежденной линии (рис. 1.28).

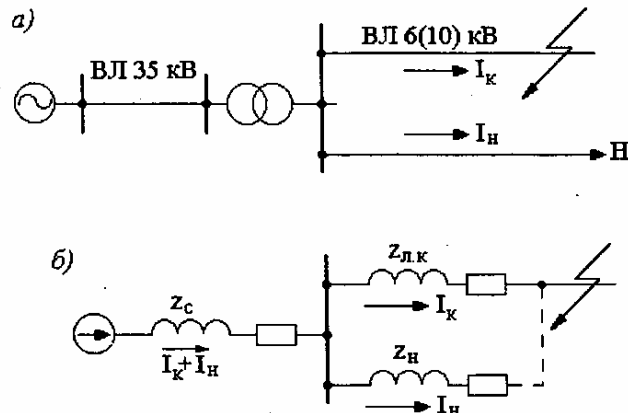


Рис. 1.28. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для определения тока КЗ ВЛ 6 и 10 кВ с учетом тока нагрузки неповрежденных линий

Ток КЗ поврежденной линии с учетом так называемого отсоса тока

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \left(z_c + z_{\text{л.к}} + \frac{z_c z_{\text{л.к}}}{z_{\text{нагр}}} \right)},$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее междуфазное напряжение сети, В; z_c – сопротивление питающей системы до шин 6 (10) кВ подстанции, приведенное к напряжению линии, Ом; $z_{\text{л.к}}$ – сопротивление линии до точки КЗ, Ом; $z_{\text{нагр}}$ – сопротивление нагрузки подстанции, Ом.

Сопротивление нагрузки подстанции определяется для условий, в которых влияние нагрузки будет наибольшим, т.е. при остаточном напряжении на шинах, равном номинальному:

$$z_{\text{нагр}} = U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{ном}},$$

где $S_{\text{ном}}$ – мощность нагрузки, В·А.

Поскольку для воздушных линий 6, 10 и 35 кВ величины $\phi_{\text{л}}$ близки к $\phi_{\text{раб}}$, расчет ведется по модулям сопротивлений, что создает некоторый расчетный запас.

При $z_c = 0$ нагрузка не влияет на значение тока КЗ поврежденной линии. Поэтому для линий 6 и 10 кВ, питающихся от подстанций с высшим напряжением 110 и 220 кВ, расчет токов КЗ с учетом нагрузки не производится.

Для длинных линий 6 и 10 кВ, питающихся от трансформаторов 35/6 или 35/10 кВ мощностью более 1 МВ·А, рекомендуется определить коэффициент чувствительности максимальной защиты при минимальном токе КЗ, подсчитанном с учетом нагрузки.

Пример 7. Определяется коэффициент чувствительности максимальной защиты с $I_{\text{с.з}} = 100$ А, выполненной по двухфазной двухрелейной схеме. Линия (рис. 1.28) питается от подстанции с трансформатором 35/10 кВ, 4 МВ·А, который может работать с номинальной нагрузкой. Сопротивление системы (включая сопротивление трансформатора) до шин 10 кВ питающей подстанции $z_c = 5$ Ом. Сопротивление линии до наиболее удаленной точки КЗ $z_{\text{л.к}} = 28$ Ом.

Решение. Определяется ток КЗ и коэффициент чувствительности защиты без учета нагрузки: $I_k^{(3)} = 10500 / [\sqrt{3}(5 + 28)] = 185$ А; $k_q^{(2)} = 0,865 \cdot 185 / 100 = 1,6 > 1,5$ [1].

Определяется минимальный ток КЗ в этой же точке с учетом влияния нагрузки неповрежденных линий (рис. 1.28). Остаточное напряжение на шинах 10 кВ питающей подстанции 35/10 кВ при КЗ в наиболее удаленной точке $U_{\text{ост}} = \sqrt{3} \cdot I_k^{(3)} \cdot z_{\text{л.к}} = \sqrt{3} \times 185 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 9$ кВ или $U_{\text{ост}} = (9 / 10) \cdot 100 = 90$ %. Полагаем, что при таком высоком остаточном напряжении ток нагрузки неповрежденных линий остается неизменным и равным примерно номинальному току питающего трансформатора (4 МВ·А). Тогда $z_{\text{нагр}} = 10500^2 / 4\,000\,000 = 27,5$ Ом. Ток короткого замыкания:

$$I_k^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \left(5 + 28 + \frac{5 \cdot 28}{27,5} \right)} = 160 \text{ А.}$$

При этом токе $k_q^{(2)} = 0,865 \cdot 160 / 100 = 1,4 < 1,5$, т.е. защита оказывается недостаточно чувствительной.

Способы повышения чувствительности максимальной токовой защиты ВЛ 6 и 10 кВ при использовании аналоговых электромеханических реле

Повышение чувствительности максимальных токовых защит линий может достигаться следующими способами:

1. Применение двухрелейной схемы с включением реле на фазные токи «неполная звезда» вместо схемы с одним реле, включенным на разность токов двух фаз, что увеличивает чувствительность в 1,73 раза.

2. Увеличение коэффициента возврата реле ($k_{\text{в}}$), входящего в выражение (1.1). У современных реле тока значение $k_{\text{в}} \approx 1$.

3. Уменьшение расчетного значения максимального рабочего тока в выражении (1.1) за счет учета неполной загрузки трансформаторов, подключенных к защищаемой линии. Принятое значение $I_{\text{раб.макс}}$ должно быть оговорено в задании на наладку защиты и в инструкции для оперативного персонала с целью предотвращения увеличения нагрузки. Однако уставки релейной защиты не должны ограничивать возможность полного использования первичного электрооборудования.

4. Применение более пологой обратнoзависимой от тока характеристики времени срабатывания защиты, что позволяет обеспечить селективность между защитой линии и плавкими предохранителями питаемых трансформаторов во всем диапазоне токов КЗ без увеличения тока срабатывания защиты линии (пример 1).

5. Допущение неполной селективности между защитой линии и плавкими предохранителями 10 (6) кВ питаемых трансформаторов при малых токах КЗ (повреждения в трансформаторе). При невозможности обеспечить селективность между защитой линии и плавкими предохранителями трансформаторов во всем диапазоне токов КЗ необходимо обеспечить селективность, по крайней мере, для случая КЗ на стороне 10 (6) кВ любого из трансформаторов, подключенных к линии. При этом полное время действия предохранителя (время плавления плавкого элемента плюс время горения дуги) должно быть меньше времени действия защиты. Разрешается для ускорения действия защиты линии, на которой имеется устройство АПВ, не учитывать время горения дуги в предохранителе, поскольку дуга погаснет во время бестоковой паузы перед АПВ. Сказанное иллюстрируется рис. 1.29. Степень селективности $\Delta t = 0,5 \div 0,7$ с должна обеспечиваться при минимально возможном значении тока двухфазного КЗ в точке К1, т.е. на стороне 10 (6) кВ трансформатора. Если характеристика плавкого предохранителя является типовой, необходимо определять значение времени плавления при расчетном токе $I_{к(2)}/1,2$, где коэффициент 1,2 учитывает возможную неточность работы предохранителя. Если не учитывать время горения дуги в предохранителе, то время срабатывания защиты линии при расчетном токе должно быть $t_{с.з} = t_{пл} + \Delta t$. При такой настройке КЗ на стороне 10(6) кВ трансформатора (точка К1 на рис. 1.29) будут отключаться плавкими предохранителями, но повреждения в трансформаторе и на его выводах низшего напряжения (точка К2) в зависимости от значения тока КЗ могут вызвать одновременное срабатывание предохранителей 1 и защиты 2 ВЛ 10 кВ (последнее исправляется действием устройства АПВ линии) или только защиты линии. Для уменьшения числа неселективных действий защиты линии рекомендуется согласовывать ее характеристику времени срабатывания с времятоковой характеристикой предохранителя на стороне низшего напряжения трансформаторов, а если они не предусмотрены, то с характеристикой плавких предохранителей наиболее мощных отходящих линий 0,4 кВ.

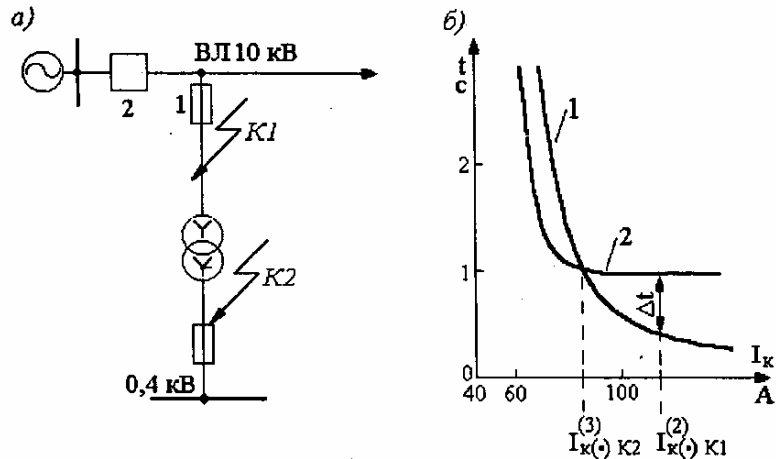


Рис. 1.29. Согласование характеристик максимальной защиты (2) и плавких предохранителей (1) только при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения трансформатора:

а – схема сети; б – карта селективности (токи приведены к напряжению 10 кВ)

Следует иметь в виду, что при малых токах КЗ плавкие предохранители в сетях 10 кВ и выше могут не отключить поврежденный трансформатор. Минимальное значение отключаемого тока можно определить по типовой характеристике соответствующего предохранителя: именно при этом токе штриховая часть характеристики переходит в сплошную. При токах КЗ, меньших минимального значения отключаемого тока, повреждение в трансформаторе будет вызывать отключение питающей линии. Но если плавкий элемент предохранителя к этому моменту уже расплавился, то гашение дуги произойдет в бестоковую паузу перед АПВ, которое будет успешным.

6. Установка на линии специальных автоматических секционирующих аппаратов, обеспечивающих сокращение основной зоны защиты линии (см. далее).

7. Использование для защиты линий 10 и 6 кВ с автоматическим секционированием и резервированием с помощью сетевых АВР более совершенных защит, т.е. цифровых (микропроцессорных) устройств РЗА.

Автоматическое секционирование воздушных линий 10 и 6 кВ. Установка специального секционирующего выключателя, оборудованного релейной защитой (одного или нескольких), позволяет сократить основную зону действия головной защиты линии и тем самым повысить ее чувствительность. Для этой цели установка секционирующих выключателей намечается в тех точках линии, где еще обеспечивается $k_{ч.осн}^{(2)} \geq 1,5$ для головной защиты (рис. 1.30). Кроме того, секционирование сокращает зону резервирования последующих защит (питающих трансформаторов и линий). Можно устанавливать несколько секционирующих выключателей на ответвлениях от основной линии (параллельное секционирование) или несколько выключателей, включенных последовательно (последовательное секционирование). В последнем случае установка двух и более выключателей нежелательна, так как это может привести к существенному увеличению времени срабатывания головной защиты линии.

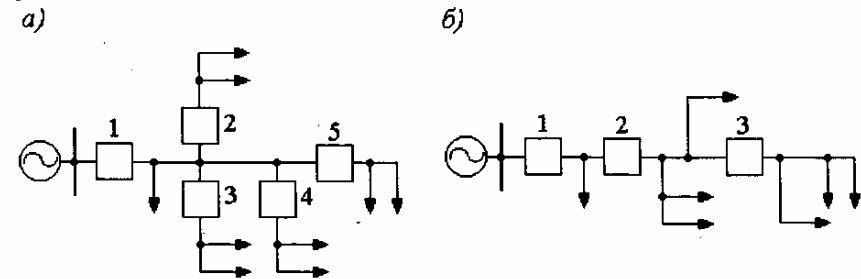


Рис. 1.30. Схема ВЛ 10 кВ с параллельным (а) и последовательным (б) секционированием: 1 – головной выключатель; 2 – 5 – секционирующие выключатели

Секционирующие выключатели, способные отключать КЗ, могут устанавливаться не только по условиям чувствительности головной защиты линии, но и для уменьшения времени отыскания и ликвидации повреждений на линии и, тем самым, уменьшения времени нарушения электроснабжения потребителей. Они необходимы также для создания схемы с автоматическим резервированием (сетевым АВР).

Для автоматического секционирования ВЛ 10 (6) кВ могут использоваться масляные выключатели специального исполнения с первичными реле прямого действия для установки на опорах линии (типы ВМН и ВС), масляные, вакуумные и другие выключатели, входящие в комплектные распределительные устройства наружной или внутренней установки (КРУН, КРУ, КСО, КРН, К-100 и др.), а также реклоузеры – новые аппараты для автоматического секционирования и сетевого АВР.

Выключатели с первичными реле прямого действия типов ВМН, ВМНА и ВС из-за трудностей их обслуживания применяются сравнительно редко.

Для секционирования ВЛ 10 (6) кВ пока в основном применяются комплекные распределительные устройства (КРУ), представляющие собой металлический шкаф с выключателем, трансформаторами тока и напряжения, устройством релейной защиты и другим необходимым оборудованием. В комплектном устройстве можно установить практически любой нужный тип защиты: максимальную токовую защиту и отсечку, направленную токовую или дистанционную защиту, а также устройства автоматики (АПВ, АВР) и телемеханики. Комплектные устройства могут быть изготовлены для наружной установки (например, КРН-10, К-36, К-100) или для внутренней установки – в помещениях закрытых трансформаторных подстанций (например, КСО).

В этих комплектных устройствах, предназначенных для секционирования радиальных линий (с односторонним питанием), применяются в основном простые одно- или двухступенчатые максимальные токовые защиты. При секционировании линий в сетях с автоматическим резервированием в комплектных устройствах приходится применять более сложные электромеханические защиты, состоящие из двух наборов дискретных реле, настроенных на разные уставки по току и по времени для разных режимов работы сети.

Реклоузер – наиболее перспективный аппарат наружной установки для автоматического секционирования и резервирования воздушных сетей среднего напряжения. Его иностранное название (от английского слова *reclosed* – «размыкать электрическую сеть») говорит, в том числе, о широком использовании этих аппаратов в США, Европе, Китае и других зарубежных странах [12]. Для выполнения автоматического резервирования (сетевое АВР) наиболее ценным отличительным свойством современных реклоузеров является установка одного цифрового реле защиты с двумя или более наборами рабочих уставок, которые заранее отрегулированы для определенного режима работы данной сети. Автоматическое переключение цифрового реле защиты с одного набора уставок на другой производится без вмешательства персонала при изменении режима работы сети. Автоматические реклоузеры могут находиться во включенном положении для отключения КЗ или в отключенном положении для включения при необходимости осуществления сетевого АВР [12, 31].

Примеры расчета уставок максимальной токовой защиты для радиальных ВЛ 10 и 6 кВ с автоматическим секционированием

Пример 8. Выбираются уставки защит радиальной линии ВЛ 10 кВ в сельскохозяйственном районе. Схема сети показана на рис. 1.31, где приведены необходимые исходные данные для расчета уставок: вычисленные значения токов трехфазных КЗ, мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, тип и уставки существующей защиты на стороне 10 кВ питающего трансформатора 35/10 кВ или 110/10 кВ, выполненной по двухфазной двухрелейной схеме «неполная звезда» с не зависимой от тока выдержкой времени, а также коэффициенты трансформации трансформаторов тока. На головном выключателе линии имеется максимальной токовая защита, выполненная также по двухфазной двухрелейной схеме, но с зависимой от тока выдержкой времени (реле РТВ).

Решение. Выбирается ток срабатывания защиты на головном выключателе по условию (1.1) с учетом того, что максимальный рабочий ток по линии может быть равен сумме номинальных токов всех трансформаторов 10/0,4 кВ от *Тр1* до *Тр9*:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{2 \cdot 160 + 2 \cdot 100 + 3 \cdot 63 + 2 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 45,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 45,6 / 0,65 = 114 \text{ А}.$$

При коэффициенте трансформации трансформаторов тока 100/5 ток срабатывания реле равен 5,7 А. Ближайшая уставка на реле РТВ-I равна 6 А. Ток срабатывания защиты будет 120 А. Очевидно, что при этом не обеспечивается необходимая чувствительность головной защиты при КЗ в конце линии (у трансформатора *Тр9*) и требуется установка секционирующего выключателя с защитой, отключающей эти КЗ.

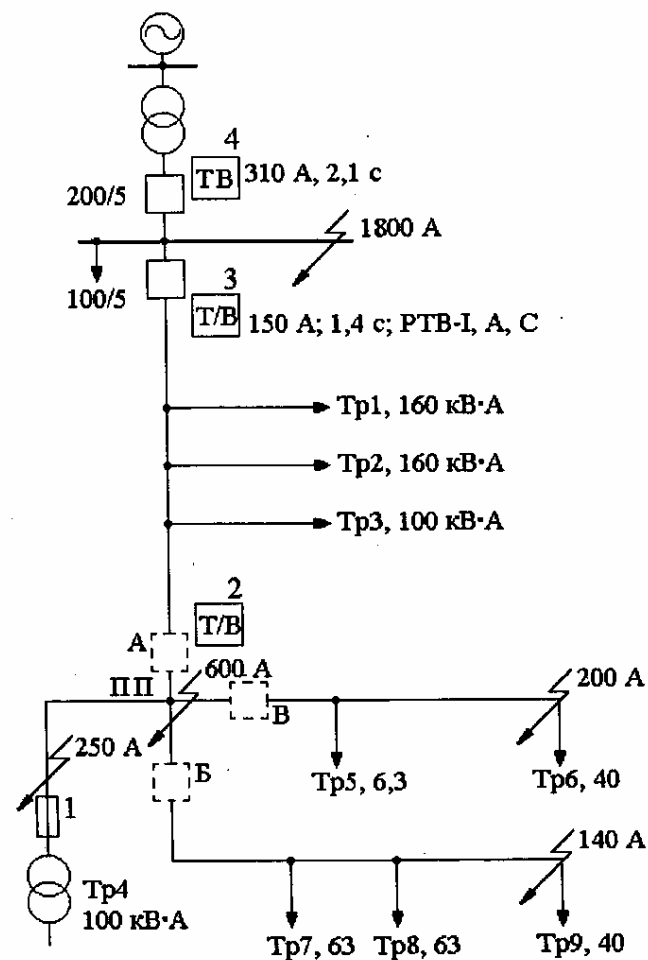


Рис. 1.31. Схема сети ВЛ 10 кВ с автоматическим секционированием к примеру 8:
ТВ и Т/В – максимальные токовые защиты с независимой и зависимой характеристикой; ПП –
переключательный пункт; А, В, В – секционирующие выключатели; Тр1–Тр9 – трансформаторы 10/0,4 кВ

Важно подчеркнуть, что использование новых защит, имеющих коэффициент возврата около 1 и обладающих высокой точностью ($k_n \approx 1,1$), позволило бы выбрать значительно меньший ток срабатывания защиты: $I_{с.з} \approx 1,1 \cdot 1,25 \cdot 45,6 = 63$ А, обеспечить достаточную чувствительность головной защиты при КЗ в конце линии и, следовательно, не устанавливать секционирующий выключатель на рассматриваемой ВЛ 10 кВ по условиям защиты от КЗ.

Выбираются места установки одного или нескольких секционирующих выключателей, исходя из условий обеспечения чувствительности защиты от КЗ, выполненной на реле РТВ, а также повышения надежности, и, как следствие, уменьшение ущерба от перерывов электроснабжения. Из схемы на рис. 1.31 видно, что наиболее удобным местом является переключающий пункт ПП. Рассмотрим вариант установки секционирующего выключателя СВ в точке А, с максимальной токовой защитой, аналогичной головной.

Ток срабатывания этой защиты выбирается по условию (1.1): $I_{с.з} = 1,3 \cdot 1,25 \times \times 21,3 / 0,65 = 53$ А, где $I_{раб.макс} = (100 + 3 \cdot 63 + 2 \cdot 40) / (1,73 \cdot 10) = 21,3$ А.

Но по условию обеспечения полной селективности защиты с предохранителями типа ПКТ, установленными на наиболее мощном трансформаторе $Tr4$ (100 кВ·А, ПКТ-10-16), необходимо, чтобы ток срабатывания защиты на СВ в точке А был не менее 80 А (см. пример 1). Это можно принять, поскольку коэффициент чувствительности при КЗ в конце линии соответствует «Правилам» [1]: $k_n^{(2)} = 0,865 \times \times 140 / 80 = 1,5$.

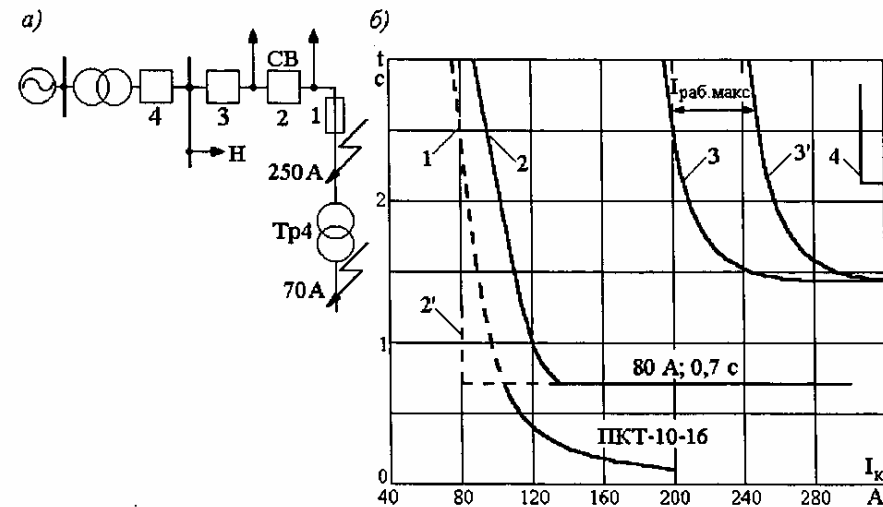


Рис. 1.32. Схема сети (а) и карта селективности (б) к примеру 8 (токи приведены к напряжению 10 кВ)

Время срабатывания защиты на СВ в точке А (защита 2 на рис. 1.32) выбирается из условия обеспечения ступени селективности $\Delta t \approx 0,7$ с с последующей защитой 3 на головном выключателе и предохранителями 1, характеристики которых приведены на рис. 1.32, б. Времятоковая характеристика предохранителя 1 смещена на 20% по

сравнению с типовой по причине, указанной в примере 1. После построения характеристики защиты 2 с уставками 80 А и 0,7 с в установившейся части (при токе $1,6 \cdot 80 = 128$ А) определяется наименьшая ступень селективности между характеристиками 2 и 1. Она составляет 0,4 с, что можно считать достаточным, так как при построении характеристики 1 учтен возможный разброс преддугового времени предохранителей ПК. Время горения дуги в патроне предохранителя не учитывается, поскольку на секционирующем выключателе СВ имеется устройство АПВ.

Между защитами 3 и 2 ступень селективности 0,7 с обеспечивается в установившейся части характеристик, поскольку при максимальном токе КЗ в месте установки предыдущей защиты 2 (600 А) обе защиты работают с установившимися выдержками времени: 1,4 и 0,7 с. При использовании новых реле ступени селективности будут снижены.

На рис. 1.32, б показана также характеристика 2' защиты СВ, если бы она имела не зависящее от тока время срабатывания. В этом случае селективность между защитой 2 и предохранителями 1 обеспечивается только при КЗ на выводах трансформатора, что допускается как вынужденное решение. Обеспечить полную селективность путем увеличения тока срабатывания защиты 2 в данном случае нельзя, так как не будет обеспечиваться необходимая чувствительность при КЗ в конце линии.

Уточняется ток срабатывания головной защиты 3 по условию согласования чувствительности с защитой 2 секционирующего выключателя СВ, установленного в точке А (рис. 1.31). Это условие предполагает, что при КЗ на ВЛ 10 кВ за секционирующим выключателем через реле головной защиты 3 проходит ток КЗ и суммарный ток нагрузки трансформаторов $Tr1 - Tr3$. Условие согласования чувствительности для головной защиты линии с автоматическим секционированием по аналогии с формулой (1.2) запишется так:

$$I_{с.з} \geq k_{н.с} (I_{с.з. СВ} + \sum I_{раб.макс}), \quad (1.2a)$$

где $I_{с.з. СВ}$ – ток срабатывания защиты секционирующего выключателя; $\sum I_{раб.макс}$ – суммарный ток нагрузки трансформаторов, подключенных к линии до места установки секционирующего выключателя (на рис. 1.31 трансформаторы $Tr1 - Tr3$); $k_{н.с}$ – коэффициент надежности, для реле РТВ – около 1,4.

Ток срабатывания головной защиты линии по выражению (1.2a): $I_{с.з} = 1,4 (80 + + 24) = 145$ А. С учетом возможной уставки на реле типа РТВ 7,5 А ток срабатывания защиты 3 следует принять равным 150 А. Это значение тока срабатывания обеспечивает селективность защиты 3 с плавкими предохранителями наиболее мощного трансформатора $Tr1$, а также достаточную чувствительность защиты 3 при КЗ в конце защищаемого участка, т.е. на переключающем пункте ПП (рис. 1.31).

Проверяется выполнение условия согласования чувствительности и времени защит 3 и 4. Если принять, что $I_{раб.макс} = 70$ А (суммарный ток нагрузки остальных ВЛ 10 кВ питающей подстанции), то у защиты 4 ток срабатывания должен быть не менее, чем $I_{с.з} \geq 1,4 (150 + 70) = 310$ А. Ступень селективности между защитами 3 и 4 должна обеспечиваться при этом токе и составлять около 0,7 с (рис. 1.32). Расчеты защит трансформаторов рассмотрены в главе 2.

Далее для защит 3 и 2 производится расчетная проверка трансформаторов тока и проверка выбранного времени срабатывания защиты по условию термической стойкости проводов защищаемой линии (так же, как в примере 1).

Пример 9. Для условий предыдущего примера рассмотрим вариант установки двух секционирующих выключателей (*Б* и *В* на рис. 1.31); такое решение дороже, но позволяет уменьшить ущерб от недоотпуска электроэнергии в аварийных условиях. Установка двух выключателей по схеме параллельного секционирования улучшает условия настройки релейной защиты.

Решение. Рассчитывается ток срабатывания двухрелейной защиты с реле типа РТВ на секционирующем выключателе в точке *Б*. Защита имеет зависимую от тока характеристику времени срабатывания. По условию (1.1) ток срабатывания выбирается: $I_{с.з} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 9,6 / 0,65 = 24$ А, где $I_{раб.макс} = 9,6$ А – суммарный номинальный ток трансформаторов *Тр7* – *Тр9*, определяемый так же, как в примере 8. При использовании трансформаторов тока с $n_T = 30/5$ можно принять уставку на реле РТВ 5 А, тогда ток срабатывания защиты 30 А. Но по условию обеспечения селективности с предохранителями наиболее мощного трансформатора (63 кВ·А, ПКТ-10-10) необходимо выбрать $I_{с.з} = 1,4 \cdot 38 = 53$ А. Ближайшая уставка на реле РТВ 9 А, тогда $I_{с.з} = 54$ А. Таким же образом подбираются уставки для всех других типов реле, не имеющих плавкой регулировки. Чувствительность защиты в точке *Б* ($k_{ч}^{(2)} = 0,865 \cdot 140 / 54 = 22$) выше, чем у защиты в точке *А* (пример 8). Время срабатывания защиты на СВ в точке *Б* выбирается так же, как в примере 8, т.е. 0,7 с в установившейся части характеристики.

Таким же образом выбираются уставки защиты на секционирующем выключателе в точке *В*. Они будут такими же, как у защиты в точке *Б*, поскольку определяющим условием при выборе тока срабатывания является условие селективности с предохранителями трансформатора 63 кВ·А.

Ток срабатывания головной защиты уточняется по условию (1.2а) согласования чувствительности с защитой в точке *В*: $I_{с.з} = 1,4 (54 + 40) = 132$ А, где 40 А – суммарный номинальный ток всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии до места установки секционирующего выключателя *В*. Ток срабатывания головной защиты получился меньшим, чем при установке одного секционирующего выключателя в точке *А* (пример 8), что подтверждает преимущества варианта с двумя секционирующими выключателями вместо одного.

Рассмотренные примеры показывают, что для выполнения селективной, быстросрабатывающей и чувствительной защиты линий 10 (6) кВ наиболее целесообразно:

применять современные устройства защиты с высоким коэффициентом возврата ($k_v \approx 1$), обратнoзависимой от тока характеристикой, а также с высокой точностью работы, что позволяет уменьшить коэффициент надежности (отстройки) при выборе тока срабатывания и ступень селективности Δt при выборе времени срабатывания защиты; очевидно, что речь идет о цифровых защитах;

использовать устройства АПВ с выдержкой времени первого цикла от 2 до 5 с и второго цикла от 15 до 20 с;

не устанавливать на длинных линиях трансформаторы 10/0,4 кВ единичной мощностью 250 кВ·А и более, защищаемые плавкими предохранителями типа ПКТ; для питания трансформаторов такой мощности использовать относительно короткие линии, для защиты которых может быть выбран большой ток срабатывания и наряду с этим обеспечена высокая чувствительность при КЗ в конце линии и в зонах дальнего резервирования;

все расчетные случаи, когда по каким-либо причинам невозможно обеспечить селективность между релейной защитой и предохранителями, должны особо оговариваться и при проектировании, и при выборе рабочих уставок, а также указываться в инструкциях для оперативного персонала.

Особенности расчета релейной защиты в сложных сетях 6 и 10 кВ

С развитием сетей 6 и 10 кВ появляется возможность взаимного резервирования линий путем создания замкнутых (кольцевых) схем питания или радиальных схем с автоматическим или ручным включением резервного источника. Расчеты релейной защиты в таких сетях усложняются, потому что приходится учитывать не только основной (рабочий) режим, но и аварийные и ремонтные режимы.

При выборе уставок необходимо стремиться к тому, чтобы для аварийного режима, создаваемого автоматически (с помощью сетевого АВР), сохранялась селективность действия релейной защиты без вмешательства персонала.

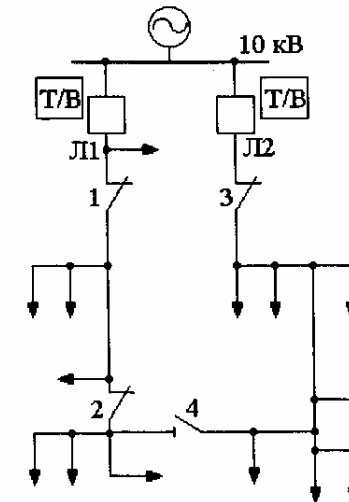


Рис. 1.33. Схема сети с неавтоматическим резервированием:
1 – 4 – разьединители; Т/В – максимальная токовая защита с зависимой характеристикой

На рис. 1.33 показан пример схемы сети с двумя линиями 10 кВ, для которых предусмотрено неавтоматическое взаимное резервирование. При проведении ремонта, например, головного участка линии *Л1* разьединитель 1 и замыкается секционирующий разьединитель 4. Уставки максимальной токовой защиты линии *Л2* в этом режиме должны обеспечивать надежное несрабатывание защиты по условию (1.1) с учетом большего, чем в нормальном режиме, тока $I_{раб.макс}$.

Наряду с этим должен обеспечиваться коэффициент чувствительности $k_{ч}^{(2)} \geq 1,5$ при двухфазных КЗ в любой точке как линии *Л2*, так и части линии *Л1*, подключенной к линии *Л2*. Если коэффициент чувствительности оказывается меньшим, чем 1,5, следует установить вместо разьединителя 4 секционирующий выключатель с защитой, уставки которой рассчитываются так же, как в предыдущих примерах.

Для схемы сети, показанной на рис. 1.33, возможно выполнение и автоматического взаимного резервирования Л1 и Л2. Для этого на месте разъединителя 4 следует установить реклоузер или КРУН с выключателем и устройством сетевого АВР двустороннего действия. Для повышения эффективности действия сетевые АВР выполняются в сочетании с автоматическим секционированием. Для схемы на рис. 1.33 наряду с пунктом АВР устанавливаются два КРУН на месте разъединителей 1 (или 2) и 3 (рис. 1.34, а). Для обеспечения селективного отключения поврежденного участка такой сети как в рабочем, так и в резервных режимах на секционирующих выключателях (СВ-1 и СВ-2) используется один из следующих вариантов выполнения защиты:

Направленная максимальная токовая защита, действующая с меньшими уставками по времени и току только при КЗ в режиме резервного питания, и максимальная токовая защита, предназначенная для работы в режиме основного питания (защиты 1 и 3 на рис. 1.34 к примеру 11).

Два комплекта электромеханических максимальных токовых защит, один из которых (1) – с меньшими уставками по времени и току в режиме основного питания выведен из действия, а при создании режима резервного питания автоматически вводится в действие; другой комплект (3) постоянно введен в действие; автоматический ввод комплекта (1) может производиться во время бестоковой паузы перед срабатыванием сетевого АВР или при изменении направления мощности в линии после изменения режима питания резервируемой сети.

Одно цифровое реле с двумя наборами уставок и автоматическим переключением с одного набора на другой при изменении режима работы сети.

Необходимо также предусмотреть на головных выключателях В1-1 и В2-1 (рис. 1.34, а) защиту минимального напряжения (делительную), отключающую выключатель в бестоковую паузу перед срабатыванием сетевого АВР, т.е. перед включением выключателя 4 во избежание опасной подачи напряжения от резервного источника питания на поврежденный рабочий, например от подстанции 2 на подстанцию 1, где имеется неустранившееся КЗ, на отключение которого защиты 1-4 не рассчитаны.

Расчет рабочих уставок максимальных токовых защит выполняется сначала для одного резервного режима питания всей сети (от подстанции 1 на рис. 1.34, а, б), а затем – для другого (от подстанции 2).

Примечание. Номера примеров сохранены в соответствии с 3-им изданием книги.

Пример 11. Выбираются уставки максимальных токовых защит в сети с автоматическим секционированием и сетевым резервированием. Схема сети и типы применяемых защит показаны на рис. 1.34, а. Выбираются без подробных пояснений, имеющихся в предыдущих примерах, уставки защит с построением карты селективности (рис. 1.34, в) для одного из режимов резервного питания всей сети (Л1 и Л2) от подстанции 1 (рис. 1.34, б). Очевидно, что эти уставки пригодны и для рабочего режима Л1. Для другого режима резервного питания всей сети – от подстанции 2 уставки рассчитываются таким же образом.

Как видно из карты селективности (рис. 1.34, в), за счет различия в токах срабатывания защит 1-4 удалось для всех них принять характеристики с $t_{с.з} = 0,5 \div 1$ с в независимой части при соблюдении $\Delta t \approx 1$ с при токах согласования. При согласовании защит 2 и 1, 3 и 2, 4 и 3 между собой должны учитываться токи нагрузки неповрежденных элементов, включенных между согласуемыми защитами.

При использовании цифровых реле многих трудностей при расчете рабочих уставок можно было бы избежать.

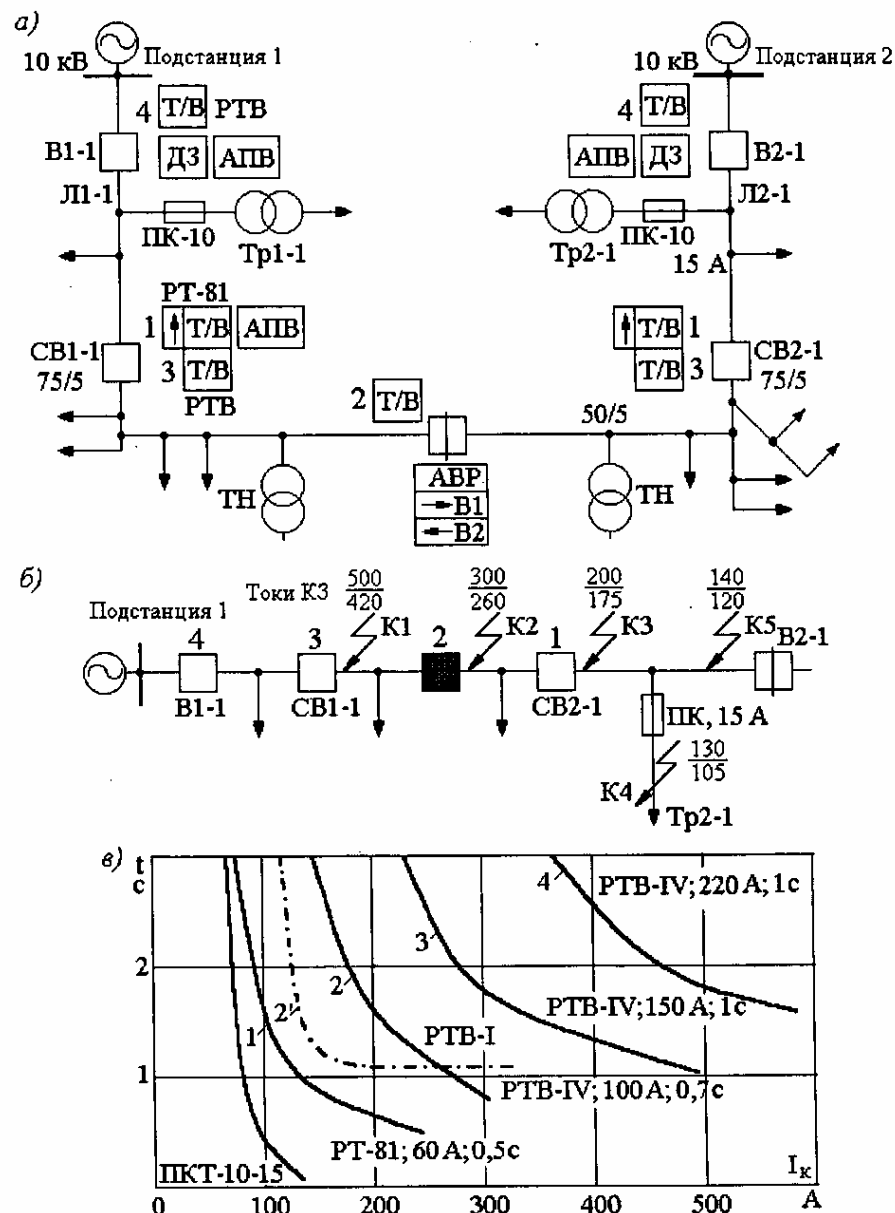


Рис. 1.34. Схема сети 10 кВ с сетевым АВР и автоматическим секционированием (а), расчетная схема для режима после срабатывания сетевого АВР (б) и карта селективности для этого режима (в) к примеру 11.

Токи приведены к напряжению 10 кВ; в числителе $I_{к, макс}$ в знаменателе $I_{к, мин}$ при трехфазных КЗ.

Стрелками обозначены направления действия максимальных токовых защит и устройства АВР; ДЗ – делительные защиты минимального напряжения, действующие перед АВР; ТН – трансформаторы напряжения (однофазные)

В эксплуатации возможно создание и более сложных аварийных или ремонтных схем, например при ремонте или повреждении питающего трансформатора однотрансформаторной подстанции 1 (рис. 1.35). При питании по линии 2-2 от подстанции 2 через секционирующий выключатель BC линий 1.2 и 1.1 подстанции 1 обеспечение селективной настройки защит без специальных изменений в общем случае невозможно, поскольку головные защиты линий на подстанциях 1 и 2 могут иметь одинаковые уставки, а защита на секционирующем выключателе BC – меньше ток и время срабатывания, чем у головных защит.

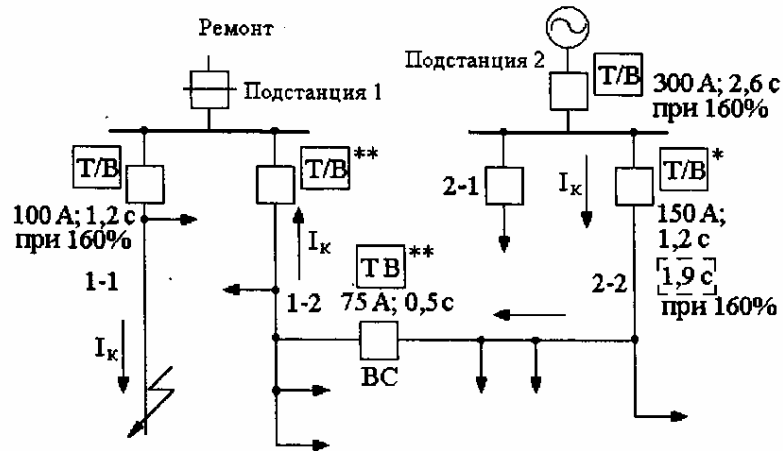


Рис. 1.35. Ремонтная схема сети 6 и 10 кВ:

Т/В – максимальная токовая защита с зависимой характеристикой;

ТВ – то же с независимой характеристикой на секционирующем выключателе BC-10;

* – у защиты изменяются уставки; ** – защита выводится из действия (при создании ремонтной схемы)

Селективность в этой ремонтной схеме может быть достигнута, если у защиты линии 2-2 на подстанции 2 повысить время срабатывания, а защиту линии 1-2 на подстанции 1 вывести из работы.

Возможность увеличения тока и времени срабатывания головной защиты для ремонтной схемы должна быть предусмотрена заранее путем выбора удвоенной ступени селективности между этой защитой и защитой питающего трансформатора.

Примеры расчета токовых отсеков с электромеханическими реле на ВЛ 6 и 10 кВ

Основные условия расчета токовых отсеков рассмотрены выше в § 1.4.

Пример 12. Рассчитывается селективная токовая отсечка ВЛ 10 кВ. Схема линии дана на рис. 1.36, где приведены значения токов КЗ.

Решение. Определяется ток срабатывания селективной отсечки с реле РТМ по условию отстройки от КЗ в конце участка AB (где подключен первый трансформатор, защищаемый предохранителями). По условию (1.17) ток срабатывания отсечки:

$$I_{c.o} \geq 1,4 \cdot 500 = 700 \text{ A (реле РТМ).}$$

Проверяется надежность отстройки от бросков тока намагничивания по выражению (1.18):

$$\begin{aligned} \Sigma I_{\text{ном.тр}} &= (100 + 600) / (\sqrt{3} \cdot 10) = 40 \text{ A;} \\ I_{c.o} &\geq (4 \div 5) 40 = 160 \div 200 \text{ A} < 700 \text{ A.} \end{aligned}$$

Выбираются схема включения реле отсечки, тип реле и его ток срабатывания. Вначале рассматривается наиболее простой и дешевый вариант выполнения отсечки с одним реле прямого действия типа РТМ, включенным на разность токов двух фаз (рис. 1.37, а), $n_r = 50/5$. Ток срабатывания реле 3: $I_{c.p} = 700 \cdot \sqrt{3} / 10 = 120 \text{ A}$. Принимается реле РТМ-IV с уставкой 125 А. Ток срабатывания реле может быть установлен и 120 А, так как реле типа РТМ имеет плавную регулировку тока срабатывания.

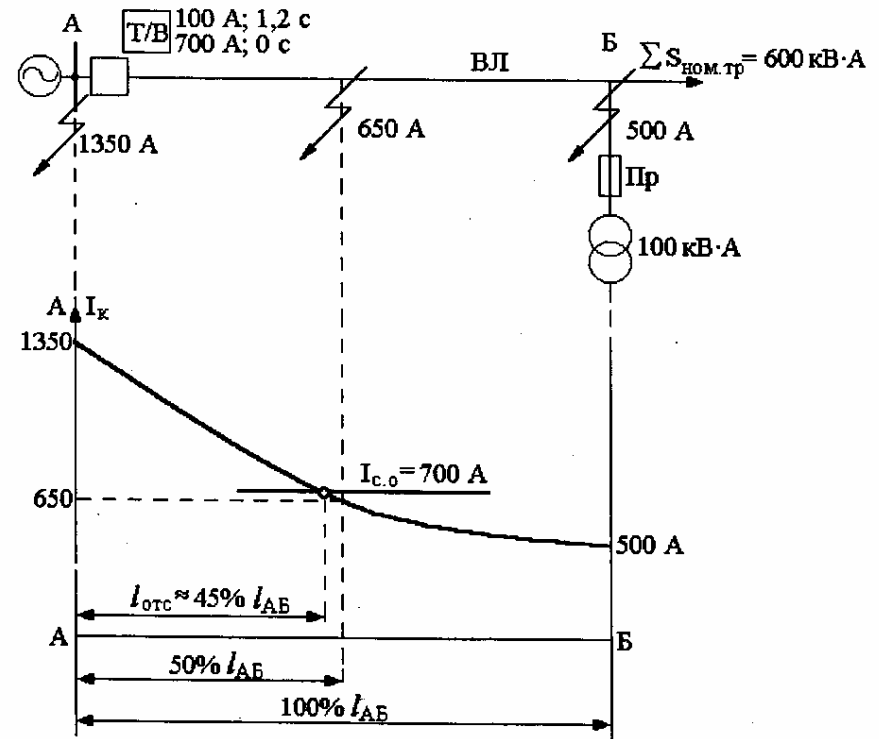


Рис. 1.36. Графическое определение зон действия токовых отсеков к примеру 12

Определяется наименьшее значение коэффициента чувствительности отсечки, которое соответствует двухфазному КЗ в месте установки отсечки, между фазами A и B или B и C, когда для этой схемы включения реле (на рис. 1.37, а реле 3) $k_{cx} = 1$ и ток срабатывания отсечки (первичный) $I_{c.o} = I_{c.p} n_r = 120 \cdot 10 = 1200 \text{ A}$. Коэффициент чувствительности: $k_s^{(2)} = 0,865 \cdot 1350 / 1200 = 0,97$, т.е. меньше требуемого значения 1,2 [1].

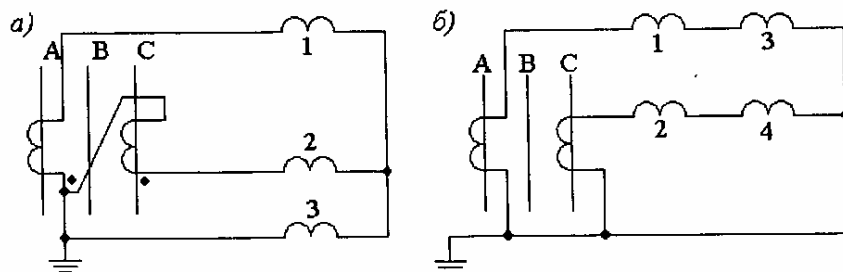


Рис. 1.37. Схемы максимальной токовой защиты и токовой отсечки к примеру 12: а – схема включения реле 1, 2 максимальной защиты на фазные токи, а реле 3 токовой отсечки – на разность токов двух фаз; б – схема включения реле 1, 2 максимальной защиты и реле 3, 4 токовой отсечки на фазные токи «исполная звезда»

Для повышения чувствительности отсечки принимается схема с двумя реле типа РТМ, включенными на разные фазные токи (схема «неполная звезда» на рис. 1.37, б). Ток срабатывания реле 3, 4: $I_{с.р} = 700 / 10 = 70$ А. Принимается реле РТМ-IV с уставкой 75 А. При всех видах КЗ у этой схемы $k_{сх} = 1$ и ток срабатывания отсечки (первичный) равен 700 А. Коэффициенты чувствительности при КЗ в месте установки отсечки равны: при трехфазном – 1,93, при двухфазном – 1,67, что выше, чем 1,2. Полезно определить и зону действия такой отсечки. Из рис. 1.36 видно, что при трехфазных КЗ отсечка с двумя реле и $I_{с.о} = 700$ А охватывает примерно 45% участка АБ. При двухфазных КЗ зона действия отсечки около 35%. Это указывает на эффективность отсечки.

Производится расчетная проверка на 10%-ную погрешность трансформаторов тока типа ТПЛ-10 для схемы защиты на рис. 1.37, б. Определяется предельная кратность по большему току срабатывания: $k_{10} = 1,1 \cdot I_{с.о} / I_{ном.ТТ} = 1,1 \cdot 700 / 50 = 15,4$. Для максимальной токовой защиты $I_{с.з} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 40 / 0,65 = 100$ А, а $k_{10} = 1,1 \cdot I_{согл} / I_{ном.ТТ} = 1,1 \cdot 1,6 \cdot 100 / 50 = 3,5$, т.е. меньше, чем для отсечки. При $k_{10} = 15,4$ допустимая нагрузка трансформаторов тока рассчитывается: $z_{н.расч} = 2 r_{ир} + z_{РТВ} + z_{РТМ} + r_{пер}$. Сопротивление реле типа РТВ-1 при втянутом якоре при уставке 10 А ($I_{с.з} = 100$ А) подсчитывается $z_{РТВ} = 113 / 10^2 = 1,13$ Ом, где $S = 113$ В·А. С учетом снижения сопротивления реле при больших кратностях тока примерно на 20%: $z_{РТВ} = 0,8 \cdot 1,13 = 0,9$ Ом. Таким образом, сопротивление реле РТВ превышает допустимое значение 0,4 Ом и, следовательно, погрешность трансформаторов тока значительно превышает 10%. В этом случае следует рассмотреть несколько вариантов обеспечения надежности и чувствительности токовой отсечки с реле РТМ:

1. Проверить чувствительность токовой отсечки на реле РТМ с учетом фактической погрешности трансформаторов тока. Значение токовой погрешности трансформаторов тока определяется при максимальном расчетном токе КЗ в конце зоны надежного действия отсечки, т.е. при $I_{к.макс} = k_{ч} I_{с.о} = 1,2 \cdot 700 = 840$ А:

$$\text{определяется значение } k_{макс} = I_{к.макс} / I_{ном.ТТ} = 840 / 50 = 16,8;$$

определяется фактическое расчетное сопротивление вторичной нагрузки на трансформаторы тока: $r_{ир} = 0,06$ Ом – из примера 1, $z_{РТМ} = 0,8 \cdot 570 / 70^2 = 0,1$ Ом, где $S = 570$ В·А для РТМ-IV при втянутом якоре $I_{с.р} = 70$ А из этого примера, 0,8 – коэффициент, учитывающий, что расцепление механизма привода выключателя при срабатывании реле РТМ происходит раньше, чем якорь реле дойдет до упора и сопротивление реле станет равным значению, соответствующему втянутому положению якоря; $z_{РТВ} = 0,9$ Ом (см. выше); $r_{ир} = 0,1$ Ом; таким образом, $z_{н.расч} = 0,12 + 0,1 + 0,9 + 0,1 = 1,2$ Ом;

по кривой предельных кратностей находим, что значению $z_{н} = 1,2$ Ом соответствует $k_{10 доп} = 8$;

$$\text{определяется коэффициент } A = k_{макс} / k_{10 доп} = 16,8 / 8 = 2,1;$$

по зависимости $A = \psi(f)$ определяется $f = 42\%$;

определяются коэффициенты чувствительности отсечки с учетом снижения тока в реле $k_{ч}^{(2)} = I_{р.мин}^{(2)} (1 - f / 100) / I_{с.р} = 116,7 \cdot 0,58 / 70 = 0,96$, где $I_{р.мин}^{(2)} = 0,865 \cdot 1350 / 10 = 116,7$. При трехфазном КЗ $k_{ч} = 1,1$. Для максимальной токовой защиты с реле РТВ коэффициенты чувствительности будут выше, поскольку ток срабатывания значительно меньше (10 А). Очевидно, что отсечка с таким недопустимо низким коэффициентом чувствительности будет неэффективной.

2. Заменить трансформаторы тока с $n_{т} = 50/5$ на трансформаторы тока того же типа ТПЛ-10, но с $n_{т} = 100/5$. В этом случае $k_{10} = 1,1 \cdot 700 / 100 = 7,7$ и $z_{н.доп} = 1,3$ Ом. Сопротивление реле РТВ при $I_{с.р} = 5$ А: $z_{РТВ} = 0,8 \cdot 112 / 5^2 = 3,6$ Ом, что превышает допустимое, и, следовательно, $\varepsilon > 10\%$. Увеличение коэффициента трансформации трансформаторов тока не привело к желаемому результату из-за того, что при снижении уставок по току сопротивления реле РТМ и РТВ увеличиваются и нагрузка на трансформаторы тока возрастает.

3. Заменить трансформаторы тока типа ТПЛ-10 на трансформаторы тока другого типа, допускающие при том же значении k_{10} более высокие значения $z_{н.доп}$, например типа ТВЛМ. В этом случае при $k_{10} = 15,4$ $z_{н.доп} = 0,7$ Ом, что также не обеспечивает 10 %-ную погрешность. При $n_{т} = 100/5$ $k_{10} = 7,7$, $z_{н.доп} = 1,8$ Ом и также $\varepsilon > 10\%$.

4. Включить реле РТВ и РТМ на разные обмотки одного и того же трансформатора тока, например реле РТМ – на обмотку класса 0,5 вместе с измерительными приборами, а реле РТВ – на обмотку класса Р. Совместное включение реле и измерительных приборов допускается «Правилами» [1] при соблюдении определенных требований, которые рассматриваются далее для трансформаторов тока типа ТПЛ с $n_{т} = 100/5$.

Проверяются на 10%-ную погрешность трансформаторы тока класса 0,5 при токе срабатывания отсечки: $k_{10} = 1,1 \cdot 700 / 100 = 7,7$. При этом $z_{н.доп} = 0,65$ Ом. Сопротивление реле РТМ при токе срабатывания $700 / 20 = 35$ А (уставка 30 А) $z_{РТМ} = 0,8 \cdot 220 / 30^2 = 0,2$ Ом. Расчетное сопротивление $z_{н.расч} = 2 \cdot 0,06 + 0,2 + 0,07 + 0,1 = 0,49$ Ом, где 0,07 Ом – сумма сопротивлений амперметра (0,03 Ом) и двух счетчиков (по 0,02 Ом). Таким образом, погрешность трансформаторов тока

класса 0,5 менее 10% и коэффициент чувствительности отсечки $k_{\text{ч}} = 0,865 \cdot 1350 / 700 = 1,66$, что больше требуемого (1,2).

Сопротивление нагрузки на эти же трансформаторы тока в нормальном симметричном режиме рассчитывается с учетом того, что якорь реле РТМ находится в нижнем положении и сопротивление реле $z_{\text{р}} = 66 / 30^2 = 0,07$ Ом. Суммарное расчетное сопротивление $z_{\text{н.расч}} = 0,12 + 0,07 + 0,07 + 0,1 = 0,36$ Ом, что меньше, чем допускается для этих трансформаторов тока из условия работы с нормируемой погрешностью: $z_{\text{ном}} = 0,4$ Ом. Следовательно, включение реле РТМ и измерительных приборов на обмотку класса 0,5 может быть допущено, причем счетчики могут использоваться для расчетного учета электрической энергии.

Для класса Р проверка на 10%-ную погрешность производится при токе перехода характеристики срабатывания реле РТВ-I в независимую часть: $k_{10} = 1,1 \cdot 1,6 \cdot 100 / 100 = 1,76$. Значение $z_{\text{н.доп}} = 5,5$ Ом. Суммарное расчетное сопротивление $z_{\text{н.расч}} = 0,12 + 3,6 + 0,1 = 3,82$ Ом, где $z_{\text{РТВ}} = 3,6$ Ом (см. выше). Таким образом, и для класса Р обеспечивается погрешность менее 10%.

5. Выполнить защиту линии с помощью реле другого типа, например РТ-85, включенными по схеме с дешунтированием электромагнитов отключения ЭО. При выбранном токе срабатывания максимальной токовой защиты $I_{\text{с.з}} = 100$ А и $n_{\text{т}} = 50/5$ ток срабатывания реле РТ-85 (для индукционного элемента) $I_{\text{с.р}} = 10$ А. Кратность отсечки $k_{10} = 700 / 100 = 7$, что и принимается в качестве уставки электромагнитного элемента реле. Сопротивление реле РТ-85 $z_{\text{р}} = 10 / 10^2 = 0,1$ Ом, где $S = 10$ В·А, а суммарное сопротивление нагрузки до дешунтирования ЭО $z_{\text{н.расч}} = 2 \cdot 0,06 + 0,1 + 0,1 = 0,32$ Ом. Это меньше, чем допустимое значение $z_{\text{н.доп}} = 0,4$ Ом, которое было определено выше для предельной кратности $k_{10} = 15,4$. Следовательно, до дешунтирования обеспечивается работа трансформаторов тока с погрешностью не более 10%.

Расчетная проверка трансформаторов тока и отдельное определение чувствительности защиты и ЭО после дешунтирования ЭО производится аналогично примеру 4.

После дешунтирования погрешность трансформаторов тока $f > 10\%$, поскольку сопротивление ЭО $z_{\text{ЭО}} = 2,3$ Ом значительно больше, чем допустимое значение $z_{\text{н.доп}} = 0,4$ Ом, соответствующее $k_{10} = 15,4$. Погрешность более 10% определяется по зависимости $f = \psi(A)$ по значению коэффициента $A = k_{\text{макс}} / k_{10 \text{ доп}} = 16,8 / 4,5 = 3,7$, где $k_{10 \text{ доп}} = 4,5$ соответствует фактической нагрузке трансформаторов тока после дешунтирования ЭО: $z_{\text{н.расч}} = 2 \cdot 0,06 + 0,1 + 0,1 + 2,3 = 2,6$ Ом. При $A = 3,7$ погрешность $f = 62\%$.

Чувствительность токовой отсечки с учетом снижения тока в реле РТ-85 после дешунтирования ЭО $k_{\text{ч}}^{(2)} = 116,7 \cdot 0,38 / (0,38 \cdot 70) = 1,66 > 1,2$, т.е. не изменяется по сравнению с режимом до дешунтирования ЭО.

Чувствительность ЭО при том же значении погрешности трансформаторов тока (с запасом) $k_{\text{ч}}^{(2)} = 116,7 \cdot 0,38 / 5 = 9 \gg 1,5$, где $I_{\text{с.эо}} = 5$ А (реле РТМ).

Прделаем такой же расчет при использовании ЭО с более высоким сопротивлением. По предварительным данным, сопротивление ЭО от выключателя

ВК-10 в ячейках серии К-47 при тех же условиях будет примерно 4 Ом (ток срабатывания 3,5 А). Значению $z_{\text{н.расч}} = 4,5$ Ом соответствует $k_{10 \text{ доп}} = 3,7$ (по кривой предельных кратностей трансформаторов тока ТВЛМ-10, ТЛМ-10 для класса Р). С учетом сопротивления проводов и реле $z_{\text{н.расч}} = 5$ Ом (с запасом) и $k_{10 \text{ доп}} = 3,5$. Коэффициент $A = 15,4 / 3,5 = 4,4$, $f = 67\%$. Коэффициент чувствительности отсечки, определяемый с учетом $k_{\text{в}} \approx 0,3 \div 0,4$ остается таким же, как и до дешунтирования ЭО. Чувствительность ЭО также достаточна.

Необходимо проверить точность работы реле типа РТ-85 при максимальном значении тока КЗ (1350 А, рис. 1.36). По значению $z_{\text{н.расч}} = 0,32$ Ом до дешунтирования ЭО определяется $k_{10 \text{ доп}} = 18$, затем $k_{\text{макс}} = 1350 / 50 = 27$ и коэффициент $A = 27 / 18 = 1,5$, при котором $f = 30\%$, что меньше 50%.

Максимальное значение напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока при максимальной кратности тока КЗ $k_{\text{макс}} = 27$ после дешунтирования ЭО $U_{2 \text{ макс}} = 1,41 \cdot 27 \cdot 5 \cdot 2,6 = 495$ В < 1400 В.

Проверяется допустимость использования реле РТ-85 по условию: $I_{2 \text{к.макс}} = 1350 / 10 = 135$ А < 150 А. Выполненные расчеты указывают на допустимость использования реле РТ-85 в заданных условиях.

При необходимости сохранения устойчивой работы синхронных двигателей может использоваться неселективная токовая отсечка (см. § 1.4). При ее выполнении на электромеханических реле необходимо соблюсти некоторые особые условия. В том числе производится согласование неселективной токовой отсечки с плавкими предохранителями ПКТ-10, установленными на наиболее мощном трансформаторе, подключенном к защищаемой линии (мощность трансформатора 400 кВ·А, номинальный ток предохранителей 50 А). По типовой защитной характеристике ПКТ-10-50 находится время плавления при расчетном токе $I_{\text{расч}} = I_{\text{с.о}} / 1,2 = 790 / 1,2 = 660$ А. Это время равно 0,1 с. Время горения электрической дуги может не учитываться, так как дуга погаснет во время бестоковой паузы перед АПВ линии.

Для успешного действия устройства АПВ необходимо, чтобы найденное время плавления предохранителя (0,1 с) было меньше, чем время действия защиты плюс время гашения дуги выключателем линии. Поэтому не следует выполнять неселективную отсечку на реле прямого действия типа РТМ, у которых собственное время срабатывания очень мало (0,02 – 0,04 с). Вместе с временем гашения дуги выключателем линии 10 (6) кВ общее время может составить также около 0,1 с, таким образом, плавкий элемент предохранителя не успеет расплавиться и АПВ линии будет неуспешным. Рекомендуется выполнить неселективную отсечку на реле косвенного действия типа РТ-85 или РТ-40, время срабатывания которых с учетом времени срабатывания дешунтированных ЭО и промежуточных реле находится в пределах 0,08 – 0,12 с. Таким образом, схема неселективной отсечки и типы реле выбираются в соответствии с рассчитанным временем плавления предохранителя наиболее мощного трансформатора при расчетном токе КЗ.

Проверяется невозможность срабатывания (отстройки) неселективной отсечки при бросках тока намагничивания всех трансформаторов, которые берутся под напряжение при включении линии $I_{\text{с.о}} \geq (4 \div 5) 100 = 400 \div 500$ А < 790 А, где 100 А – сумма номинальных токов трансформаторов (задано).

Проверяется отстройка отсечки от КЗ за наиболее мощным трансформатором, подключенным к линии. Мощность трансформатора 400 кВ·А, $u_k = 4,5\%$, $z_{тр} = 11,25$ Ом. Ток трехфазного КЗ за трансформатором с учетом сопротивления энергосистемы в максимальном режиме ее работы (2,5 Ом) равен 441 А. При выполнении отсечки на реле РТ-85 ее ток срабатывания определяется $I_{с.о} \geq 1,6 \cdot 441 = 706$ А. Если это значение тока меньше тока срабатывания отсечки, выбранного по основному условию недопущения опасного снижения напряжения при близких трехфазных КЗ, то неселективная отсечка не сможет излишне срабатывать при КЗ за таким трансформатором, подключенным к защищаемой линии 10 (6) кВ.

Проверка трансформаторов тока и определение чувствительности отсечки и ЭО с учетом погрешности трансформаторов тока производится так же, как в предыдущих примерах, где применяются реле типа РТ-85 и РП-341, дешунтирующие ЭО.

Подобным образом рассчитываются и неселективные отсечки линий 10 (6) кВ, устанавливаемые из необходимости обеспечения нормальной работы специальных электроустановок, не допускающих снижения напряжения ниже определенного значения, а также обеспечения термической стойкости защищаемой линии, когда не допускается отключение КЗ с выдержкой времени, или для обеспечения селективности с защитой питающего элемента (последующего), для которой по каким-либо причинам нельзя выбрать время срабатывания большим 0,4 – 0,7 с. Последнее особенно часто встречается на подстанциях 35/10 кВ, где трансформаторы мощностью более 1 МВ·А защищаются плавкими предохранителями типа ПС-35.

§ 1.8. Релейная защита городских кабельных сетей 6 и 10 кВ от междуфазных КЗ

Общие сведения. Городские сети напряжением 10 и 6 кВ выполняются, как правило, кабельными линиями сравнительно небольшой протяженности (несколько километров). Питание городской сети осуществляется от шин генераторного напряжения теплоэлектростанций (ТЭЦ) или шин крупных городских подстанций. Линии, отходящие от них, часто реагируются. Эти линии часто выполняются из двух или более кабелей. Широко применяется параллельная работа кабельных линий, питающихся от одного источника. С увеличением числа параллельно работающих линий усложняется согласование релейной защиты этих линий с защитой питающих элементов.

Для экономии выключателей и ячеек распределительных устройств часто применяется присоединение с одним выключателем двух кабельных линий, идущих на разные подстанции. Распределительные пункты (РП) и распределительные трансформаторные подстанции (РТП), питающиеся по одной рабочей линии, обеспечиваются автоматически включаемым резервным источником питания (АВР).

Релейная защита кабельных линий 6 и 10 кВ со стороны источника питания осуществляется в соответствии с «Правилами» [1] как от многофазных (междуфазных) КЗ, так и от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Защита от междуфазных КЗ рассматривается ниже. (Защитам от ОЗЗ посвящен специальный § 1.10).

Защита от междуфазных КЗ со стороны источников питания предусматривается в двухфазном исполнении (схема «неполная звезда»), причем трансформаторы тока включаются в одни и те же фазы во всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного из двух мест однофазных замыканий на землю. Как правило, защита выполняется двухрелейной, а при наличии в питаемой сети трансформаторов со схемой соединения

обмоток $\Delta/Y-11$ – трехрелейной для повышения чувствительности защиты линии при двухфазных КЗ за этими трансформаторами. Однорелейная схема, имеющая ряд существенных недостатков, в настоящее время не применяется. Защита от многофазных КЗ со стороны источников питания выполняется, как правило, одноступенчатой в виде максимальной токовой защиты. Токвые отсечки применяются на неактивированных линиях при необходимости быстрого отключения КЗ, вызывающих снижение напряжения ниже 0,5 – 0,6 номинального на шинах генераторного напряжения электростанций, а также подстанций, питающих крупные синхронные двигатели [18]. На активированных линиях, выключатели которых не рассчитаны на отключение КЗ до реактора, токвые отсечки не должны применяться.

Максимальной токовой защита выполняется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени. В первом случае используются электромеханические реле тока типа РТ-80 или типа РТВ, микроэлектронное комплектное устройство ЯРЭ-2201, а в последнее десятилетие – цифровые реле и терминалы разных отечественных и зарубежных фирм, в которых имеется набор обратозависимых времятоковых характеристик по стандарту МЭК или им подобных (они рассмотрены выше в этой главе). Во втором случае используются аналоговые реле максимального тока типов РТ-40 (электромеханические) или РСТ (микроэлектронные) совместно с реле времени, микроэлектронное устройство ЯРЭ-2201, цифровые реле и терминалы разных фирм.

Применение современных цифровых устройств РЗА обеспечивает ускорение отключений за счет снижения ступеней селективности между защитами последовательно включенных линий, позволяет повысить чувствительность и надежность защиты сетей 6 и 10 кВ, уменьшает трудозатраты при обслуживании РЗА.

На приемных концах параллельно работающих линий устанавливаются токвые направленные защиты или поперечные дифференциальные защиты. Токвые направленные защиты удобнее в эксплуатации и не препятствуют увеличению числа параллельно работающих линий. Реже применяются продольные дифференциальные защиты. Однако применение продольной дифференциальной защиты линий не освобождает от установки максимальной токовой защиты для отключения КЗ на шинах приемной подстанции.

На параллельных линиях, питающих подстанции с синхронными двигателями, для ускорения отключения КЗ могут дополнительно предусматриваться защиты с контролем направления мощности в параллельной линии.

По городским кабельным сетям происходит электроснабжение жилых кварталов (коммунально-бытовая нагрузка), промышленных предприятий, а также сельскохозяйственных комплексов, расположенных близ города. Выбор параметров срабатывания максимальных токовых защит и токовых отсечек производится с учетом характера нагрузки. Расчеты токов КЗ в кабельных сетях производятся с учетом активной составляющей сопротивлений кабелей. Особенности схем городских кабельных сетей и выполнения расчетов устройств релейной защиты рассмотрены в нескольких примерах.

Примеры расчета уставок максимальной токовой защиты радиальных кабельных линий 6 и 10 кВ от междуфазных КЗ, выполненной на аналоговых реле

Пример 18. Выбираются уставки максимальной защиты радиальной кабельной линии, питающей жилой район (бытовая нагрузка). Исходные данные приведены на схеме на рис. 1.38. Защита 4 выполняется по схеме «неполной звезды» на постоянном оперативном токе с реле типа РТ-81 (индукционное).

Решение. Рассчитываются токи КЗ. По заданному значению тока КЗ на шинах 6 кВ ЦП1 (19000 А) определяется сопротивление системы

$$z_c \approx x_c = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 19000) = 0,192 \text{ Ом.}$$

Если задана мощность КЗ на шинах 6 кВ (например, 206 МВ·А), то сопротивление системы вычисляется как $z_c \approx x_c = 6,3^2 / 206 = 0,192 \text{ Ом.}$

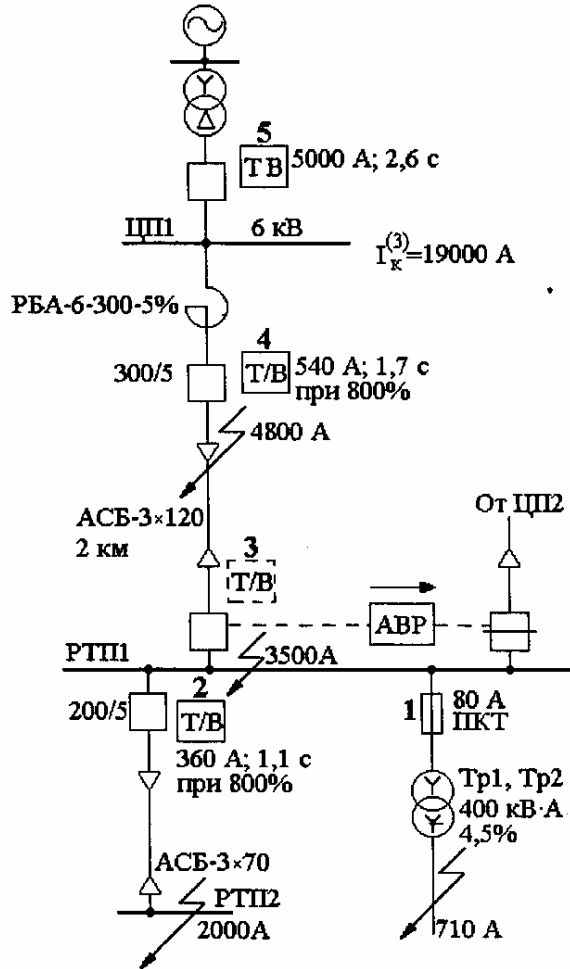


Рис. 1.38. Расчетная схема участка кабельной сети к примеру 18:

Т/В – максимальная токовая защита с зависимой характеристикой;

Т/В – то же с независимой характеристикой;

ПКТ – плавкие предохранители (токи приведены к напряжению 6 кВ)

Определяются сопротивления:

$$\text{реактора типа РБА-6-300-5\% } x_p = \frac{x_p \% U_{\text{ном}}}{100 \cdot \sqrt{3} I_{\text{ном}}} = \frac{5 \cdot 6000}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 300} = 0,58 \text{ Ом;}$$

кабеля АСБ-3 × 120 $x_{\text{каб}} = x_{\text{уд}} l = 0,076 \cdot 2 = 0,152 \text{ Ом; } r_{\text{каб}} = r_{\text{уд}} l = 0,258 \cdot 2 = 0,516 \text{ Ом,}$ где $x_{\text{уд}}, r_{\text{уд}}$ – индуктивное и активное сопротивления 1 км кабеля. Сопротивление до точки КЗ на шинах РТП1: $x_k = 0,192 + 0,58 + 0,152 = 0,924 \text{ Ом; } r_k = 0,516 \text{ Ом; } z_k = \sqrt{0,516^2 + 0,924^2} = 1,06 \text{ Ом.}$ Ток трехфазного КЗ на шинах РТП1 $I_k^{(3)} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 1,06) \approx 3500 \text{ А.}$ Аналогично рассчитываются токи КЗ для других точек (рис. 1.38).

Выбирается ток срабатывания максимальной защиты 4 по условию (1.1). Рабочий максимальный ток линии принимается равным длительно допустимому току кабеля [1]; $I_{\text{раб. макс}} = 260 \text{ А.}$ Учитывая, что линия питает бытовую нагрузку, принимаем по опыту эксплуатации $k_{\text{сзн}} \approx 1,2 \div 1,3$. Тогда $I_{\text{с.з}} \geq 1,2 \cdot 1,25 \cdot 260 / 0,8 \approx 500 \text{ А.}$ Ток срабатывания защиты 4 по условию согласования чувствительности с защитой 2 при удаленном КЗ в сети РТП2:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,3 (360 + 60) = 540 \text{ А,}$$

где 60 А – суммарный рабочий ток неповрежденных элементов, определяется как 0,7 от суммы номинальных токов двух трансформаторов мощностью по 400 кВ·А каждый на РТП1 (рис. 1.38) в связи с тем, что они резервируют друг друга.

Определяется ток срабатывания реле защиты 4: $I_{\text{с.р}} = 540 \cdot 1 / 60 = 9 \text{ А,}$ где $k_{\text{сх}} = 1$, а $n_T = 300/5$ (рис. 1.38). Уставка 9 А на реле РТ-81/1 имеется.

Определяются коэффициенты чувствительности защиты 4: в основной зоне $k_{\text{ч.осн}} = 0,865 \cdot 3500 / 540 = 5,6 > 1,5$; в зоне резервирования при КЗ на шинах 6 кВ РТП2 $k_{\text{ч.рез}}^{(2)} = 0,865 \cdot 2000 / 540 = 3,2 > 1,2$; то же при КЗ за трансформатором Тр1 (или Тр2) мощностью 400 кВ·А: $k_{\text{ч.рез}}^{(2)} = 0,865 \cdot 710 / 540 = 1,14 < 1,2$. Здесь дальнейшее резервирование не обеспечивается даже при металлическом КЗ, а при КЗ через переходное сопротивление ток КЗ будет иметь еще меньшее значение. В связи с этим «Правила» [1] допускают не резервировать КЗ за трансформаторами относительно малой мощности.

Выбирается характеристика времени срабатывания защиты 4 (реле РТ-80). На карте селективности (рис. 1.39) строятся характеристика срабатывания предыдущей защиты 2 на реле РТ-80 (360 А; 1,1 с в установившейся части) и расчетная ампер-секундная характеристика 1 плавких предохранителей ПКТ-6-80 (номинальный ток 80 А). Расчетная ампер-секундная характеристика смещена вправо на 20% по току плавления по сравнению с типовой характеристикой, приведенной в приложении. Характеристика времени срабатывания защиты 4 должна отвечать следующим требованиям:

1. Ток срабатывания защиты 4 должен быть не менее чем на 10% больше тока плавления предохранителя 1, соответствующего времени действия защиты 4 в начальной стадии характеристики 4 (около 5 с). При $t_{\text{пл}} = 5 \text{ с}$ ток плавления предохранителей ПКТ-6-80 не превышает 320 А. Выбранный ранее ток срабатывания защиты 4 (540 А) соответствует этому условию.

2. Степень селективности между защитами 4 и 2 при токе $I_k^{(3)} = 3500 \text{ А}$ должна быть не менее 0,6 с. Поскольку при таком токе реле защит 4 и 2 работают уже в независимой части характеристик, для защиты 4 выбирается характеристика $t_{\text{с.з}} = 1,7 \text{ с}$ в независимой части и наносится на карту селективности (рис. 1.39).

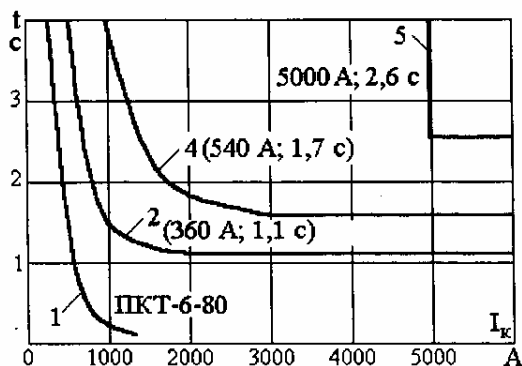


Рис. 1.39. Карта селективности к примеру 18 (расчетная схема на рис. 1.38)
Токи приведены к напряжению 6 кВ

3. Степень селективности между защитой трансформатора с независимой характеристикой (уставки защиты 5: 5000 А и 2,6 с) и защитой 4 должна быть не менее 0,6 с при токе КЗ, равном 5000 А. Это условие выполняется. Таким образом, характеристика времени срабатывания защиты 4 обеспечивает селективность при всех значениях тока КЗ (рис. 1.39). Уставки защиты 4 наносятся на схему сети (рис. 1.38).

В данном примере имеется возможность селективной настройки защиты 3, установленной на приемном конце кабельной линии (рис. 1.38). При КЗ на шинах РТП1 защита 3 сработает раньше, чем защита 4, что облегчит оперативному персоналу определение поврежденного элемента. Для этого выбранные уставки защиты 4 (540 А; 1,7 с) следует установить на защите 3, а для защиты 4 принять несколько большие: $I_{с.34} = 600$ А и $t_{с.34} = 2$ с при 800% $I_{с.34}$. Селективность и чувствительность защит при этом сохраняются.

Производится проверка допустимости выбранного времени срабатывания максимальной токовой защиты 4 по условию термической стойкости кабельной линии. Минимальное допустимое сечение кабеля

$$s_{\min} = 4800 \cdot \sqrt{1,8 / 91} = 71 \text{ мм}^2,$$

где $t_{\text{отк}} = t_{с.34} + t_{0,в} = 1,7 + 0,1 = 1,8$ с; 4800 А — ток при КЗ в начале линии (рис. 1.38). Сечение кабеля (120 мм^2) значительно больше, чем минимально допустимое (71 мм^2), следовательно, выбранное ранее время срабатывания защиты 4 (1,7 с) может быть принято.

Производится расчетная проверка трансформаторов тока защиты 4:

1. Проверка на 10%-ную погрешность: предельная кратность $k_{10} = 1,1 \cdot 3000 / 300 = 1,1$, где 3000 А — значение тока, соответствующее началу независимой части характеристики защиты 4 (рис. 1.39). Допустимое значение сопротивления нагрузки при этом $z_{н.доп} = 0,8$ Ом. Наибольшая фактическая расчетная нагрузка трансформатора тока для схемы неполной звезды $z_{н.расч} = 2r_{\text{пр}} + z_p + r_{\text{пер}} = 2 \cdot 0,18 + 0,124 + 0,1 = 0,6$ Ом, где $r_{\text{пр}} = 25 / (34,5 \cdot 4) = 0,18$ Ом при $l = 25$ м, $s = 4 \text{ мм}^2$, провод — алюминиевый; $z_p = 10 / 9^2 = 0,124$ Ом при $S = 10 \text{ В} \cdot \text{А}$ для реле

РТ-80; $I_{с.р} = 9,0$ А (уставка). Фактическое расчетное значение сопротивления нагрузки (0,6 Ом) меньше допустимого (0,8 Ом), и, следовательно, погрешность трансформаторов тока менее 10%.

2. Определение погрешности трансформаторов тока при максимальном токе КЗ в начале защищаемой линии. По кривой предельных кратностей определяется допустимая предельная кратность $k_{10\text{доп}} = 13$, соответствующая $z_{н.расч} = 0,6$ Ом. Максимальная кратность тока КЗ $4800 / 300 = 16$.

Значение $A = 16 / 13 = 1,2$, чему соответствует значение погрешности $f \approx 15\%$, т.е. значительно меньше допустимого (50%).

3. Расчет максимального значения напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока производится при максимальной кратности тока КЗ $k_{\text{макс}} = 16$ (см. п. 2) $U_{2\text{макс}} = \sqrt{2} \cdot 16 \cdot 5 \cdot 0,6 = 70$ В, что меньше, чем допускается в настоящее время (140 В). Таким образом, трансформаторы тока удовлетворяют всем современным требованиям. При выполнении защиты 4 на переменном оперативном токе по схеме с дешунтированием отключающих катушек выключателя (ЭО) с помощью реле РТ-85 должны быть произведены дополнительные расчеты, рассмотренные в примерах 4 и 19.

Пример 19. Производится расчет уставок максимальных токовых защит двух кабельных линий, присоединенных через один выключатель к питающей подстанции ЦП1 (рис. 1.40). Нагрузка — бытовая (жилые районы). В отличие от схемы на рис. 1.38 здесь обязательна установка на приемных концах линий максимальных токовых защит 3 и 3' для предотвращения отключения всей линии защитой 4 при КЗ на РП1 или РП2.

Решение. Рассчитываются токи КЗ при питании от ЦП1. Результаты расчета наносятся на схему (рис. 1.40).

Выбирается ток срабатывания защит 3 и 3' по условию (1.1), принимая $I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{дл.доп}}$ [1]. Защита выполнена с двумя реле типа РТ-85 на схеме с дешунтированием электромагнитов отключения. $I_{с.33} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 260 / 0,8 \approx 500$ А.

Выбирается ток срабатывания этих же защит по условию согласования чувствительности с одной из предыдущих защит 1 или 2, которая имеет наибольшие ток и время срабатывания. Такой защитой в примере является защита 1 (200 А; 0,5 с). Максимальный рабочий ток остальных линий принимается равным 150 А для РП1 и РП2. Ток срабатывания защиты 3 (3') по этому условию $I_{с.33} \geq 1,3(200+150) \approx 460$ А.

Ток срабатывания реле защит 3 и 3' $I_{с.р} = 500 / (300/5) = 8,3$ А. Для реле типа РТ-85/1 ближайшая большая уставка равна 9 А. Тогда $I_{с.33} = 540$ А.

Чувствительность защит 3 и 3', выполненных по схеме с дешунтированием ЭО, проверяется с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока после дешунтирования ЭО [1]. Для этого прежде всего необходимо произвести расчетную проверку трансформаторов тока.

Проверка на 10%-ную погрешность показывает, что предельной кратности тока $k_{10} = 1,1 \cdot 3900 / 300 = 14,3$ соответствует значение $z_{н.доп} = 0,5$ Ом. Предельная кратность определяется здесь при токе согласования последующей защиты 4 с предыдущей (проверяемой) защитой 3, т.е. при максимальном значении тока КЗ в месте установки защиты 3 (3900 А на рис. 1.40). В отличие от предыдущего примера реле защиты на переменном оперативном токе располагаются в КРУ в непосредственной близости от трансформаторов тока и сопротивление соединительных проводов обычно не превышает 0,05 Ом. Тогда до дешунтирования ЭО $z_{н.расч} = 2 \cdot 0,05 + 0,124 +$

+ 0,1 = 0,324 Ом (см. пример 18). Следовательно, погрешность трансформаторов тока до дешунтирования ЭО не превышает 10% при всех возможных значениях тока КЗ.

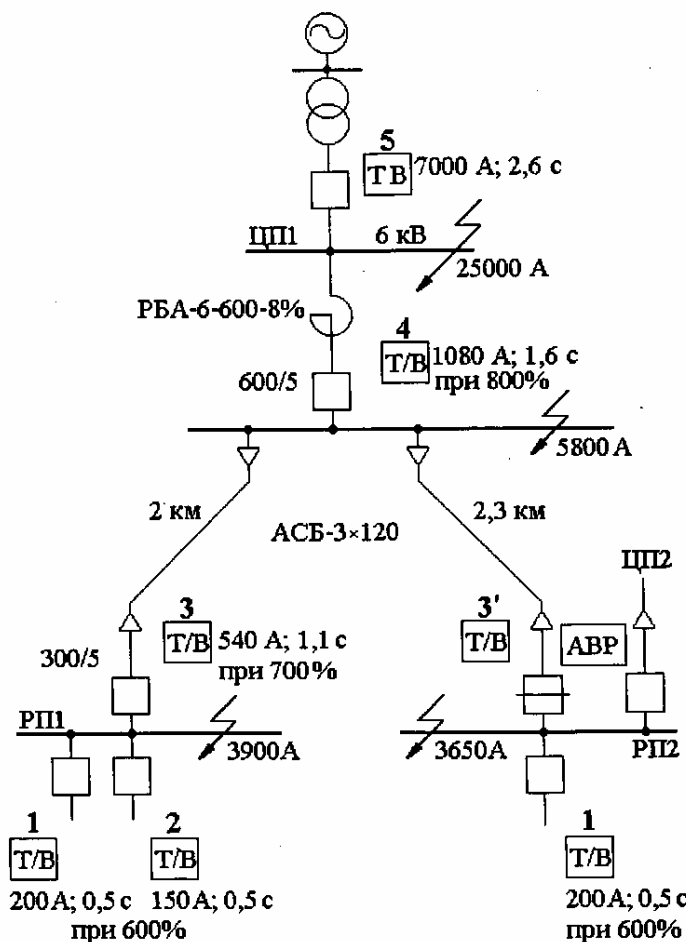


Рис. 1.40. Расчетная схема участка кабельной сети к примеру 19

Дополнительно производится расчетная проверка трансформаторов тока на 10%-ную погрешность после дешунтирования ЭО (пример 4). Несмотря на то, что после дешунтирования ЭО ($z_{ЭО} \approx 2,3$ Ом) погрешность трансформаторов тока может превысить 10%, чувствительность защиты не снижается и возврата реле РТ-85 после срабатывания не произойдет из-за небольшого значения коэффициента возврата электромагнитного элемента этого реле. Для ЭО также обеспечивается высокий коэффициент чувствительности, определяемый без учета погрешности трансформаторов тока. Таким образом, чувствительность защиты и ЭО в режимах до и

после дешунтирования ЭО одинакова: $k_{ч.з} = 0,865 \cdot 3900 / 540 = 6 > 1,5$; $k_{ч.ЭО} = 0,865 \cdot 3900 / (5 \cdot 60) = 11 > 1,8$ [1].

Определение коэффициентов чувствительности в зонах дальнего резервирования в данном примере не производится.

Проверяется допустимость использования контактного реле типа РТ-85, для чего определяется максимальное значение тока в реле при КЗ в месте установки защиты:

$I_{2к.макс} = 3900 / 60 = 65$ А, что меньше допустимого значения 150 А. Следовательно, схема с реле РТ-85 может быть принята.

Выбирается характеристика времени срабатывания максимальной токовой защиты 3 с реле РТ-85. При токах КЗ у шин РП1 и РП2 защиты 3 (3') и 1 работают в независимой части характеристик (наименьшая кратность для 3' равна $3650 / 540 \approx 7$). Поэтому время срабатывания для защит 3 и 3' выбирается на ступень селективности выше, чем время срабатывания защиты 1 в независимой части характеристики: $t_{с.з} = 0,5 + 0,6 = 1,1$ с (рис. 1.40).

Выбирается ток срабатывания защиты 4 по условию (1.1) для наиболее тяжелого ремонтного режима, при котором РП1 и РП2 питаются по рассматриваемой линии:

$$I_{с.з.4} \geq \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} (260 + 260) \approx 1000 \text{ А.}$$

Ток срабатывания этой же защиты для аварийного режима после срабатывания устройства АВР на РП2 $I_{с.з.4} \geq k_{с.з.п} (I_{раб.макс} РП2 + I_{раб.макс} РП1) = 1,2 (1,25 \cdot 260 + 260) \approx 700$ А, где $k_{с.з.п} = 1,25$ при бытовой нагрузке.

Ток срабатывания этой же защиты по условию согласования чувствительности с защитой 3 (3') $I_{с.з.4} \geq k_{ч.с} (I_{с.з.3} + I_{раб.макс} РП2) = 1,3 (540 + 260) \approx 1050$ А.

Ток срабатывания реле защиты 4: $I_{с.р} = 1100 / (600/5) = 9,16$ А. Для реле РТ-81 ближайшая уставка равна 9 А. Тогда $I_{с.з.4} = 1080$ А. Минимальный коэффициент чувствительности в основной зоне $k_{ч.осн}^{(2)} = 0,865 \cdot 3650 / 1080 \approx 3 > 1,5$ (до дешунтирования ЭО).

Выбирается время срабатывания и характеристика защиты 4 таким образом, чтобы при максимальном токе КЗ через защиту 3 (3900 А) степень селективности между этими защитами была не меньше 0,6 с. Подбирается такая характеристика реле РТ-80, у которой при кратности тока КЗ к току срабатывания $3900 / 1080 \approx 3,6$ время срабатывания составляло бы $t_{с.з.4} = t_{с.з.3} + \Delta t = 1,1 + 0,6 = 1,7$ с. Можно принять характеристику с $t_{с.з.4} = 1,6$ с при 700% тока срабатывания. Карта селективности строится так же, как в предыдущем примере.

Производится проверка термической стойкости кабеля (так же, как в примере 18), проверка трансформаторов тока, проверка чувствительности реле защиты 4 и ЭО в режиме после дешунтирования ЭО и определение допустимости применения схемы с дешунтированием ЭО по максимальному току КЗ (так же, как для защиты 3 в этом примере).

Приближенное определение токов самозапуска промышленной нагрузки. При расчете максимальных токовых защит линий, питающих промышленные предприятия, важно знать наибольшее значение тока самозапуска $I_{с.з.п}$, по которому определяется коэффициент самозапуска для выражений (1.1) – (1.3):

$$k_{сзн} = I_{сзн} / I_{раб.макс.}$$

Однако практически невозможно определять для каждой питающей линии (или питающего трансформатора) точное значение $k_{сзн}$, так как его значение зависит от многих факторов: состава нагрузки, пусковых характеристик и напряжения электродвигателей, способа их включения, степени загрузки приводимых механизмов, схемы электроснабжения, длительности и степени снижения напряжения при перерыве питания или при КЗ и т.д. Поэтому при расчетах токов срабатывания максимальных токовых защит линий 10 (6) кВ, питающих промышленную нагрузку (но без электродвигателей напряжением выше 1000 В), либо выбирают в соответствии с многолетней практикой $I_{с.з} \geq 4 I_{ном}$, либо производят приближенный расчет тока $I_{сзн}$ и коэффициента $k_{сзн}$, принимая ряд допущений. Так, в приближенном расчете принимается, что двигатели перед началом самозапуска полностью остановлены (заторможены). Это вполне справедливо при отключении питания на несколько секунд. При более быстром (до 1 с) восстановлении питания ток самозапуска может оказаться несколько меньше (на 10 – 20%) рассчитанного для полностью заторможенных двигателей. Ошибка при этом допущении создает расчетный запас при выборе уставок максимальных защит. Другим допущением является разделение подключенной нагрузки на три условные категории:

- бытовая нагрузка*, имеющая в своем составе малую долю электродвигателей, коэффициент самозапуска для которой по опытным данным принимается $k_{сзн} \approx 1,2 \div 1,3$;
- промышленная нагрузка*, которую принято называть *обобщенная нагрузка* или комплексная нагрузка, имеющая в своем составе значительное (более 50%) число электродвигателей 0,4 кВ, но практически не имеющая двигателей 3–10 кВ;
- электродвигатели 3–10 кВ, одновременно участвующие в самозапуске*, каждый из которых учитывается в расчете индивидуальными параметрами.

Ток самозапуска приближенно рассчитывается, как ток трехфазного КЗ за эквивалентным сопротивлением заторможенной нагрузки (одной или всех категорий) в режиме ее самозапуска, считая напряжение источника питания равным среднему (табл. В.1).

Сопротивление *обобщенной* нагрузки принимается $x_{нагр} = 0,35$ и относится к рабочей максимальной мощности и среднему напряжению питающей линии, на которой установлена рассчитываемая защита. Это сопротивление включает в себя сопротивления понижающих трансформаторов 6/0,4 или 10/0,4 кВ, кабелей 6(10) кВ, а также 0,4 кВ, затормозившихся двигателей и прочей нагрузки 0,4 кВ. Исследования последних лет подтверждают допустимость использования этой величины для приближенных расчетов токов самозапуска на линиях (трансформаторах), питающих современные предприятия, а также сельскохозяйственных потребителей с большой (более 50%) долей низковольтных двигателей, но в основном не имеющих высоковольтных двигателей 6 или 10 кВ, участвующих в самозапуске. В примерах 20 – 22 рассчитываются токи самозапуска при питании нагрузки по линиям 6 (10) кВ.

Пример 20. Рассчитываются приближенным методом ток и коэффициент самозапуска для выбора уставок максимальной защиты реактированной кабельной линии, питающей *обобщенную* нагрузку (рис. 1.41).

Решение. Для определения сопротивления обобщенной нагрузки в режиме самозапуска в именованных единицах считаем, что мощность нагрузки равна максимальной рабочей мощности кабельной линии, а $I_{раб.макс} = I_{дл.дон}$ (поскольку в данном примере кабель является более «слабым» элементом, чем реактор). Тогда

$$x_{нагр} = x_{нагр} U_{ср} / (\sqrt{3} I_{раб.макс}) = 0,35 \cdot 6300 / (\sqrt{3} \cdot 260) = 4,9 \text{ Ом},$$

где $I_{дл.дон} = 260$ А для кабеля АСБ-3×120 [1]. Ток самозапуска определяется как ток трехфазного КЗ за эквивалентным сопротивлением $x_3 = x_c + x_p + x_{каб} + x_{нагр} = 0,145 + 0,58 + 0,152 + 4,9 \approx 5,8$ Ом (активное сопротивление кабеля мало и не учитывается): $I_{сзн} = U_{ср} / (\sqrt{3} \cdot x_3) = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 5,8) = 625$ А.

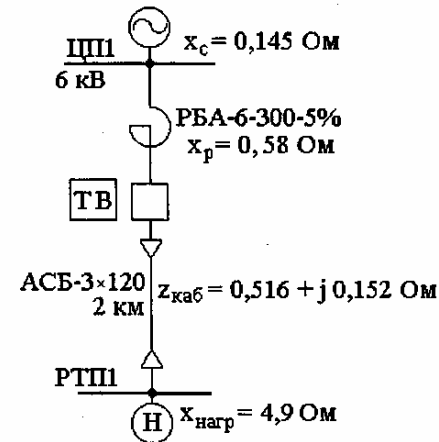


Рис. 1.41. Схема к примеру 20 расчета тока самозапуска *обобщенной* нагрузки
Сопротивления приведены к напряжению 6 кВ

Коэффициент самозапуска: $k_{сзн} = 625 / 260 = 2,4$. В этом расчете обязательно определяется минимальное остаточное (начальное) напряжение на шинах приемной подстанции РТПП в начале самозапуска:

$$U_{мин} = \sqrt{3} I_{сзн} x_{нагр} = \sqrt{3} \cdot 625 \cdot 4,9 = 5300 \text{ В}$$

$$\text{или } U_{мин} = \frac{U_{мин}}{U_{ном}} 100 = \frac{5300}{6000} 100 = 88\%, \text{ или } U_{мин} = 0,88.$$

Полученное в расчете значение $U_{мин}$ позволяет оценить возможность успешного самозапуска, поскольку допустимые значения $U_{мин}$ находятся в пределах от 55 до 70% $U_{ном}$ в зависимости от характера нагрузки. Кроме того, значение $U_{мин}$ необходимо для расчета уставок пусковых органов минимального напряжения максимальных токовых защит, главным образом трансформаторов. Необходимо отметить, что при не полностью затормозившихся электродвигателях (при быстром восстановлении питания) фактическое остаточное напряжение оказывается выше, чем рассчитанное данным приближенным методом, но ошибка обычно невелика и создает расчетный запас при выборе уставок.

Для высоковольтных электродвигателей (3; 6; 10 кВ) пусковые сопротивления определяются индивидуально, поскольку кратности пусковых токов двигателей колеблются в очень широких пределах (от 5 до 10 и более).

Сопротивление полностью остановившегося электродвигателя:

$$x_{п} = U_{ном.дв} / (\sqrt{3} k_{п} I_{ном.дв}),$$

где $U_{ном.дв}$, $I_{ном.дв}$ – номинальные напряжение и ток двигателя; $k_{п}$ – кратность пускового тока двигателя, при проектировании берется по каталогу, в условиях эксплуатации определяется опытным путем.

Эквивалентное (суммарное) сопротивление нескольких остановившихся электродвигателей:

$$x_{п.сум} = U_{ном.дв} / (\sqrt{3} I_{п.сум}),$$

$$\text{где } I_{п.сум} = (k_{п} I_{ном})_{дв1} + (k_{п} I_{ном})_{дв2} + \dots + (k_{п} I_{ном})_{двn}.$$

Если наряду с электродвигателями подключена бытовая или другая подобная нагрузка, имеющая почти неизменное сопротивление, то она учитывается с $k_{п} \approx 1,2$. Если, кроме того, имеется промышленная нагрузка, включенная через трансформаторы 6/0,4 или 10/0,4 кВ, то она представляется пусковым сопротивлением обобщенной нагрузки $x_{нагр} = 0,35$, отнесенным к мощности этих трансформаторов ($k_{п} \approx 2,9$). Все пусковые сопротивления при расчете считаются параллельно включенными.

Пример 21. Определяется ток самозапуска для схемы из предыдущего примера (рис. 1.41) при условии, что к шинам РТПИ дополнительно подключены два одинаковых асинхронных электродвигателя. Параметры электродвигателей: $P_{ном} = 600$ кВт; $U_{ном} = 6$ кВ; $I_{ном} = 66$ А; $k_{п} = 6$.

Решение. Определяется суммарное пусковое сопротивление двух электродвигателей 6 кВ:

$$I_{п.сум} = 2 k_{п} I_{ном} = 2 \cdot 6 \cdot 66 = 790 \text{ А};$$

$$x_{п.сум} = U_{ном.дв} / (\sqrt{3} I_{п.сум}) = 6000 / (\sqrt{3} \cdot 790) = 4,4 \text{ Ом}.$$

Определяется пусковое сопротивление остальной нагрузки промышленного типа. Максимальный рабочий ток кабельной линии $I_{раб.макс}$ принимается равным длительно допустимому току кабеля $I_{дл.доп} = 260$ А. Максимальный рабочий ток нагрузки определяется, как $I_{нагр} = I_{дл.доп} - 2 I_{ном.дв} = 260 - 2 \cdot 66 = 128$ А. Сопротивление обобщенной нагрузки при самозапуске:

$$x_{нагр} = 0,35 \cdot 6300 / (\sqrt{3} \cdot 128) = 10 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление двигателей 6 кВ и остальной нагрузки (промышленного типа) при самозапуске:

$$x_2 = 4,4 \cdot 10 / (4,4 + 10) = 3,06 \text{ Ом}.$$

Ток самозапуска:

$$I_{сзн} = 6300 / [\sqrt{3} (0,145 + 0,58 + 0,152 + 3,06)] = 915 \text{ А}.$$

Коэффициент самозапуска: $k_{сзн} = 915 / 260 = 3,55$.

Минимальное остаточное напряжение в начале самозапуска на шинах 6 кВ РТПИ (на зажимах электродвигателей) $U_{мин} = \sqrt{3} \cdot 915 \cdot 3,06 = 4850$ В (80% $U_{ном}$), следовательно, самозапуск обеспечивается.

Пример 22. Определяется ток самозапуска смешанной нагрузки для расчетной схемы, приведенной на рис. 1.42, а, при аварийном отключении выключателя 2 и

работе АВР СВ. В учебных целях нагрузка всех четырех секций (I–IV) принята одинаковой. Двигательная нагрузка 6 кВ (ДН) состоит из двух асинхронных двигателей с параметрами: $P_{ном} = 800$ кВт; $I_{ном} = 91$ А; $k_{п} = 6,5$, и одного асинхронного двигателя с параметрами: $P_{ном} = 500$ кВт; $I_{ном} = 59$ А; $k_{п} = 5,6$. Обобщенная нагрузка (ОБН) четырех трансформаторов 6/0,4 кВ суммарной мощностью $4 \cdot 630 = 2520$ кВ·А имеет $I_{ном} = 240$ А, отнесенным к напряжению 6 кВ, $k_{п} \approx 1 / 0,35 \approx 2,9$. Бытовая нагрузка (БН) двух трансформаторов суммарной мощностью $2 \cdot 100 = 200$ кВ·А имеет $I_{ном} = 18$ А. Суммарная максимальная нагрузка $I_{сум} \approx 500$ А (50% $I_{ном}$ одного луча реактора, учитывая, что реакторы находятся в невязном резерве, а перегрузка реакторов не допускается).

Решение. Суммарный ток нагрузки секции II в режиме самозапуска:

$$I_{п.сум} = 6,5 \cdot 91 + 6,5 \cdot 91 + 5,6 \cdot 59 + 2,9 \cdot 240 + 1,2 \cdot 18 = 2230 \text{ А}.$$

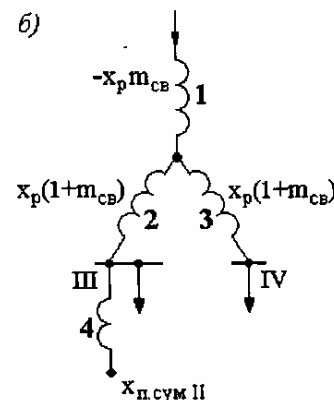
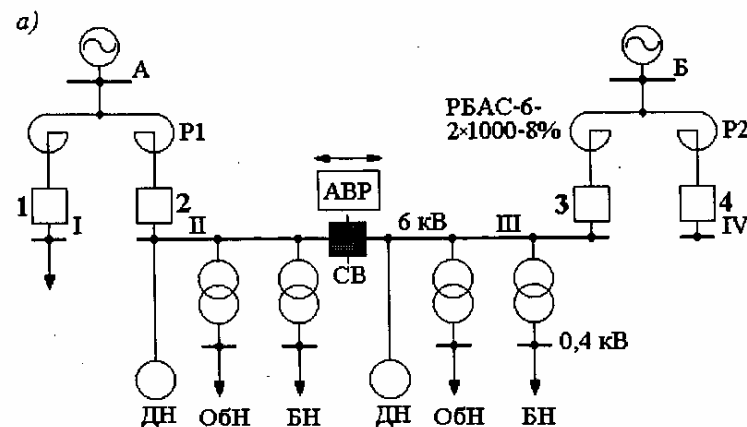


Рис. 1.42. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для расчета тока самозапуска смешанной нагрузки к примеру 22

Эквивалентное (суммарное) сопротивление нагрузки секции II в режиме самозапуска:

$$x_{II, \text{сум}} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 2230) = 1,63 \text{ Ом.}$$

Сопротивления сдвоенного реактора типа РБАС-6-2 × 1000 – 8% определяются в соответствии с выражениями, приведенными на расчетной схеме на рис. 1.42, б):

$$x_1 = -x_p m_{св} = -0,278 \cdot 0,46 = -0,128 \text{ Ом,}$$

где $m_{св} = 0,46$ – коэффициент связи по паспортным данным реактора; сопротивление реактора, отнесенное к $I_{ном}$ одного луча,

$$x_p = \frac{x_p U_{ном}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{ном}} = \frac{8 \cdot 6000}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 1000} = 0,278 \text{ Ом;}$$

$$x_2 = x_3 = x_p (1 + m_{св}) = 0,278 (1 + 0,46) = 0,405 \text{ Ом.}$$

Из этих выражений видно, что при самозапуске одной секции и прохождении тока самозапуска по одному лучу сдвоенный реактор имеет такое же сопротивление, как одиночный реактор с такими же параметрами (8%, 1000 А): $x'_p = x_1 + x_{2(3)} = -x_p m_{св} + x_p (1 + m_{св}) = -x_p \cdot 0,46 + x_p (1 + 0,46) = x_p = 0,278 \text{ Ом}$ (но при прохождении токов самозапуска одновременно по двум лучам сопротивление сдвоенного реактора уменьшается в несколько раз, как видно из выражений на рис. 1.42, б): $x''_p = x_1 + x_{2(3)} / 2 = 0,27 x_p = 0,075 \text{ Ом}$. Это может представлять опасность!).

Определяется ток самозапуска нагрузки секции II (без учета нагрузки работающих секций III и IV):

$$I_{сзн} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3}(x_c + x_p + x_{II, \text{сум}})} = \frac{6300}{\sqrt{3}(0,1 + 0,278 + 1,63)} = 1820 \text{ А.}$$

Коэффициент самозапуска $k_{сзн} = 1820 / 500 = 3,65$, где $I_{раб, макс} \approx 500 \text{ А}$ по условию примера.

Минимальное остаточное напряжение на секции II в начале самозапуска:

$$U_{мин} = \sqrt{3} \cdot 1820 \cdot 1,63 = 5130 \text{ В, или } 85\% U_{ном}.$$

Выбирается $I_{с.з}$ максимальной токовой защиты на выключателе 3 (и аналогично – на выключателях 1, 2 и 4, так как нагрузка секций принята одинаковой). В соответствии с выражением (1.1) $I_{с.з} \geq 1,2 \cdot 3,65 \cdot 500 / 0,8 = 2730 \text{ А}$. С учетом возросшего тока нагрузки соседней секции из-за понижения напряжения при АВР ($k'_н = 1,8$ принят условно) следует принять большее значение $I_{с.з}$ на выключателе 3: $I_{с.з} \geq 1,2 (3,65 \cdot 500 + 1,8 \cdot 500) / 0,8 = 4087 \text{ А}$ (пояснения см. в § 1.1).

Для уточнения значения тока срабатывания защиты 3 при АВР рассчитывается суммарный ток самозапуска через защиту 3 в момент подключения к секции III полностью заторможенной нагрузки секции II (в результате работы АВР на СВ). В этом расчете сопротивление нагрузки секции III, не терпящей питания, уменьшается в

2,5 раза: $x_{II} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 2,5) = 2,91 \text{ Ом}$. Эквивалентное сопротивление нагрузок секций II и III, включенных параллельно: $x_7 = 1,63 \cdot 2,91 / (1,63 + 2,91) = 1,04 \text{ Ом}$. Суммарный ток самозапуска:

$$I_{сзн, \text{сум}} = 6300 / [1,73 (0,1 + 0,278 + 1,04)] = 2570 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты 3, рассчитанный таким образом, равен $I_{с.з} \geq 1,2 \times 2570 / 0,8 = 3850 \text{ А}$.

Окончательно выбирается $I_{с.з} = 3850 \text{ А}$. Проверяется, что чувствительность защиты 3 в основной зоне обеспечивается (коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ на секции III равен 2,16), но повреждения за относительно маломощным трансформатором 630 кВ·А, и тем более 100 кВ·А, не резервируются что вынужденно допускается «Правилами» [1].

Рассмотренные методы приближенного расчета токов при самозапуске электродвигателей выше 1000 В и обобщенной нагрузки широко используются при выборе токов срабатывания максимальных токовых защит питающих элементов.

Примеры расчета уставок релейной защиты от междуфазных КЗ для параллельных кабельных линий 6 и 10 кВ

На параллельных кабельных линиях для селективного отключения поврежденной линии могут быть использованы продольная дифференциальная защита, поперечная дифференциальная защита или максимальная направленная защита. Последняя получила большее распространение, поскольку она дешевле и может применяться при любом числе параллельно работающих линий.

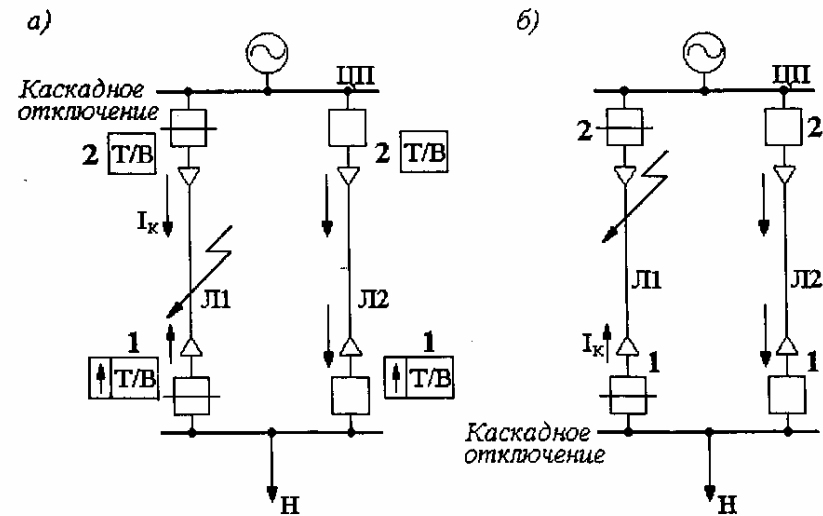


Рис. 1.43. Схема, поясняющая отключения КЗ максимальными токовыми защитами параллельных линий: а – КЗ на середине одной из линий;

б – КЗ вблизи источника питания;

1 – направленные защиты; 2 – ненаправленные защиты

Максимальная направленная защита устанавливается на приемных концах параллельных линий (рис. 1.43, а). При коротком замыкании на одной из них,

например на Л1, только на этой, поврежденной, линии, направление мощности (тока) КЗ совпадает с направлением действия направленной защиты 1, что обеспечивает быстрое отключение поврежденной линии с приемного конца, а затем (каскадно) и со стороны питания.

Возможно каскадное действие и направленной защиты, если КЗ происходит вблизи питающей подстанции ЦП (рис. 1.43, б). Ток КЗ через направленные защиты при этом пойдет только после отключения выключателя поврежденной линии со стороны питания.

Если на питающих концах нет быстродействующей отсечки, такое каскадное действие несколько увеличивает общее время ликвидации КЗ, и это должно учитываться при выборе уставок защит питающих элементов (последующих) путем некоторого увеличения ступени селективности.

Направленные защиты в городских сетях выполняются часто на переменном оперативном токе. Схема защиты показана на рис. 1.44. В качестве пусковых реле могут устанавливаться реле типа РТ-80, так как при этом не требуется отдельного реле времени и, кроме того, может быть использована отсечка (электромагнитный элемент), срабатывающая мгновенно при близких КЗ.

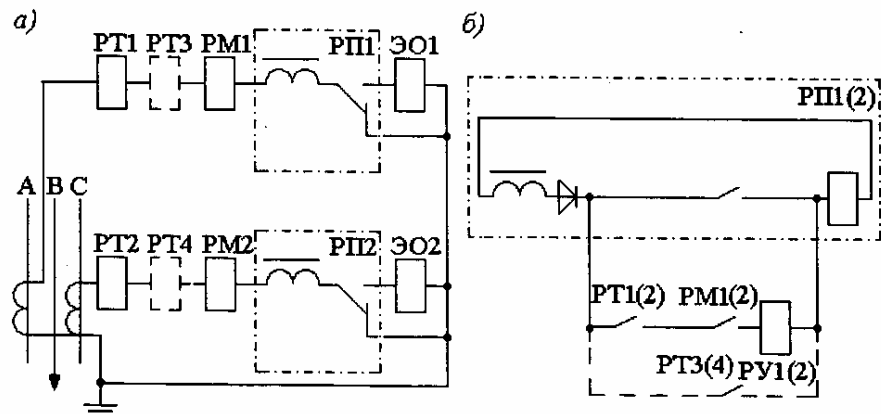


Рис. 1.44. Схема токовых цепей (а) и вторичных цепей промежуточных (дешунтирующих) реле РП1, РП2 типа РП-341 (б) максимальной токовой направленной защиты с дополнительной, ненаправленной ступенью:
 РТ1, РТ2 – реле токовые типа РТ-80 направленной защиты; РТ3, РТ4 – то же ненаправленной ступени;
 РМ1, РМ2 – токовые обмотки реле направления мощности; РУ1, РУ2 – реле указательные; ЭО1, ЭО2 – электромагниты отключения выключателя

Недостатком направленных защит является наличие «мертвой» зоны при близких металлических трехфазных КЗ, когда напряжение снижается до нуля. При установке реле направления мощности типа РБМ-171, обладающих высокой чувствительностью, длина мертвой зоны обычно составляет лишь несколько процентов длины кабельной линии. Однако индукционные реле РБМ характеризуются известными недостатками: восприимчивостью к форме кривой тока, выражающейся в уменьшении зоны надежной работы реле из-за вибрации контактов; явлением «самохода»; восприимчивостью к механическим и атмосферным воздействиям; большими габаритами. Статические (микрореле) реле направления мощности РМ-11 имеют преимущества перед реле РБМ-171 в части «мертвой» зоны (меньше), габаритов (меньше), допускают большие погрешности ТТ (менее «критичны» к форме кривой тока). Могут

использоваться и новые цифровые (микропроцессорные) реле, предназначенные для работы на подстанциях с переменным или постоянным оперативным током.

При расчете уставок направленных защит параллельных кабельных линий необходимо обеспечить несрабатывание этих защит при КЗ в питающей сети, когда по кабелям могут проходить к месту КЗ достаточно большие токи, генерируемые двигателями нагрузки. При отсутствии крупных синхронных двигателей эти токи относительно быстро затухают и поэтому направленную максимальную защиту выполняют с замедлением 0,3 – 0,5 с, что обеспечивает ее отстройку от внешних КЗ. Ток срабатывания направленной защиты без замедления (отсечки) необходимо выбирать по условию отстройки от максимального тока, посылаемого двигателями нагрузки к месту внешнего КЗ в начальный момент времени. При выполнении на подобных линиях направленной защиты с дополнительным контролем направления мощности в параллельной линии [1], такой отстройки не требуется, поскольку при внешнем КЗ защиты на обеих параллельных линиях не могут сработать. Подобные схемы защиты рекомендуются, например, для параллельных линий питающих подстанции с крупными синхронными двигателями.

Пример 23. Рассчитываются уставки защит на двух параллельно работающих кабельных линиях 6 кВ (рис. 1.45). Уставки защит предыдущих элементов 1 и 2 известны и указаны на схеме. Для согласования принимается наиболее высокая характеристика защиты 1.

Решение. Рассчитываются уставки направленной защиты 3, выполненной по схеме на рис. 1.44 (без ненаправленной ступени). Уставки одинаковы для обеих линий.

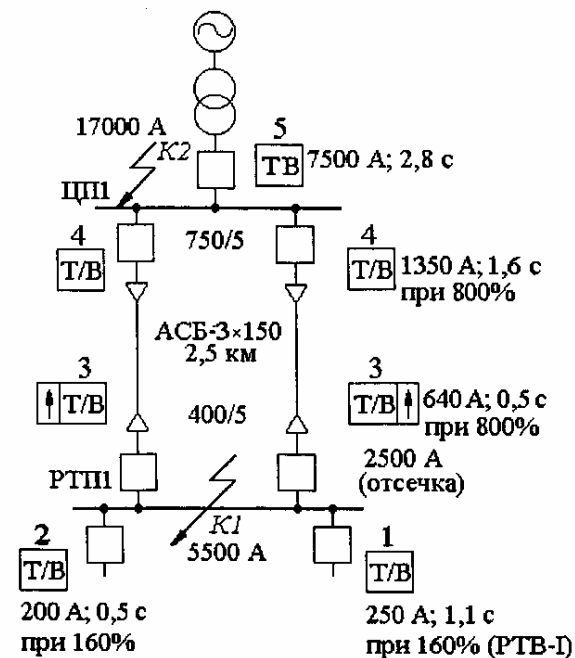


Рис. 1.45. Схема участка кабельной сети к примеру 23:

1, 2, 4, 5 – ненаправленные максимальные защиты;
 3 – направленные максимальные защиты

Ток срабатывания пусковых реле типа РТ-80 этой защиты отстраивается от максимального рабочего тока линии, который в аварийных условиях отключения одной из параллельных линий может кратковременно составлять до 130% длительно допустимого тока кабеля [1]:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n}{k_v} 1,3 I_{дл.доп} = \frac{1,2}{0,8} 1,3 \cdot 300 = 585 \text{ А,}$$

где $I_{дл.доп} = 300 \text{ А}$ для кабеля АСБ-3×150.

При коэффициенте трансформации трансформаторов тока 400/5 ток срабатывания реле $I_{с.р} = 7,3 \text{ А}$. Принимается уставка 8 А (реле РТ-81/1), и тогда $I_{с.з} = 640 \text{ А}$.

Проверяется коэффициент чувствительности защиты в условиях КЗ у шин питающей подстанции (ЦП), когда защита 4 на питающем конце уже сработала и отключила выключатель (рис. 1.46):

$$I_k = U_\phi / (z_c + 2z_{каб}) = 3600 \text{ А,}$$

где $z_c, z_{каб}$ – сопротивления системы и кабельной линии; $k^{(2)}_ч = 0,865 \cdot 3600 / 640 \approx 5 > 1,5$.

Время действия защиты принимается равным 0,5 с при 600% $I_{с.з}$.

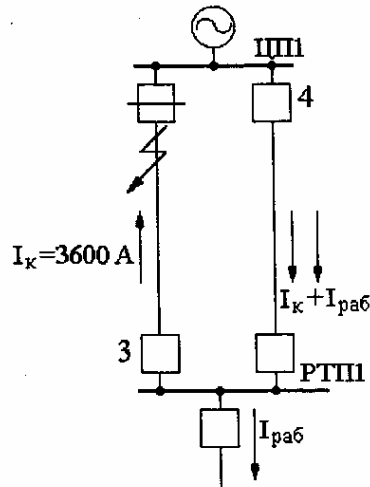


Рис. 1.46. Расчетная схема для согласования чувствительности максимальных защит 4 и 3 к примеру 23

Отсечка (электромагнитный элемент) реле РТ-81/1 направленной защиты 3 настраивается на ток срабатывания $I_{с.о} \approx 4I_{с.з} = 2500 \text{ А}$. Это составляет примерно $6,5I_{раб.макс}$ для маловероятного режима работы одной из параллельных линий (с перегрузкой) и $13I_{раб.макс}$ при нормальном режиме работы двух параллельных линий. Если принять, что максимальный ток, генерируемый асинхронными электродвигателями нагрузки в начальный момент КЗ в питающей сети, приближенно находится в пределах:

$$I_{*к} = E_*'' / x_*'' \approx 0,8 / 0,35 \div 0,9 / 0,2 \approx 2,3 \div 4,5,$$

то коэффициент надежности отстройки отсечки от этого тока составляет для нормального режима:

$$k_n = I_{с.о} / I_{*к} = 12,5 / (2,3 \div 4,5) \approx 5,4 \div 2,8,$$

что вполне достаточно.

Для маловероятного режима одиночной работы кабельной линии (с перегрузкой) $k_n \approx 2,8 \div 1,45$.

При КЗ вблизи РТП (рис. 1.45) в нормальном режиме ток через направленную защиту 3 равен примерно $0,5 I_k$ в точке К1 (2750 А), но при некотором удалении места КЗ от шин РТП отсечка становится неэффективной. Однако при КЗ у шин питающей подстанции ЦП после отключения выключателя защитой 4 отсечка 3 вновь становится эффективной ($I_k = 3600 \text{ А}$) и обеспечивает быстрое отключение поврежденного кабеля. Таким образом, несмотря на каскадное действие защит поврежденного кабеля, общее время ликвидации КЗ увеличивается лишь на малое время действия направленной отсечки 3.

Если отсечка оказывается нечувствительной в таком режиме, следует при выборе времени действия защиты 5 питающего элемента (рис. 1.45) принимать $t_{с.з.5} \geq t_{с.з.4} + t_{с.з.3} + \Delta t$.

Для реле направления мощности типа РБМ-171 определяется длина мертвой зоны (в километрах) при близких металлических трехфазных КЗ по выражению [3]:

$$l_{м.з} = n_n n_t S_{с.р.мин} / [\sqrt{3} z_{уд} (I_k^{(3)})^2 \cos(\varphi_p + \alpha)], \quad (1.30)$$

где $S_{с.р.мин}$ – минимальная мощность срабатывания реле РБМ при токе $I_p = I_k^{(3)} / n_t$; $I_k^{(3)}$ – ток, проходящий по линии при трехфазном КЗ на границе мертвой зоны; поскольку ток $I_k^{(3)}$ неизвестен (зависит от длины мертвой зоны), то для упрощения его заменяют током КЗ у приемного конца линии, в месте установки направленной защиты; $\alpha = (90^\circ - \gamma_n)$ – угол, дополняющий γ_n до 90° (γ_n – угол полного сопротивления цепи напряжения реле, для РБМ-171 равен 45°); (φ_p – угол сдвига между вектором тока I_p и вектором напряжения \dot{U}_p (угол положительный, если ток I_p отстает от напряжения \dot{U}_p)).

Для принятой в качестве типовой 90-градусной схемы включения реле мощности [3]: $\varphi_p = \varphi_k - 90^\circ$, где φ_k – угол полного сопротивления линии, определяемый как

$$\varphi_k = \arctg(X_{уд} / r_{уд}). \quad (1.31)$$

В рассматриваемом примере: $\alpha = 90^\circ - 45^\circ = 45^\circ$;

$$\varphi_k = \arctg \frac{0,074}{0,206} = 20^\circ; z_{уд} = \sqrt{0,206^2 + 0,074^2} = 0,22 \text{ Ом,}$$

$n_t = 400 / 5 = 80$; $n_n = 6000 / 100 = 60$; из рис. 1.45 $I_k^{(3)} = 0,5 I_{к1}^{(3)} = 2750 \text{ А}$.

При токе $I_p = 2750 / 80 = 35 \text{ А}$, или $7I_{ном}$, где $I_{ном}$ – номинальный ток реле мощности (5 А), минимальная мощность срабатывания реле РБМ-171 не должна превышать более чем в семь раз мощность срабатывания при $I_p = I_{ном} = 5 \text{ А}$, которая

равна 4 В·А при угле максимальной чувствительности 45° . Таким образом, для заданных условий $S_{с.р.мин} = 4 \cdot 7 = 28 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Подставляя все известные величины в выражение (1.30), определяем длину мертвой зоны:

$$l_{м.з} = \frac{60 \cdot 80 \cdot 28}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 2750^2 \cdot \cos(20 - 90 + 45)^\circ} = 0,053 \text{ км.}$$

По отношению к длине всей кабельной линии (2,5 км) мертвая зона:

$$l_{м.з} = \frac{l_{м.з}}{l_{л}} 100 = \frac{0,053}{2,5} 100 \approx 2,1\%.$$

Длина мертвой зоны, составляющая несколько процентов длины защищаемой линии, считается допустимой.

Для статического реле направления мощности типа РМ-11 принцип действия которого основан на сравнении фаз двух электрических величин (тока и напряжения), длина мертвой зоны определяется его чувствительностью по напряжению, т.е. напряжением срабатывания $U_{с.р.}$:

$$l_{м.з} = n_n U_{с.р} k_n / (z_{уд} I_k^{(3)}), \quad (1.30a)$$

где $U_{с.р} = 0,25 \text{ В}$ – по данным завода-изготовителя; k_n – коэффициент надежности, принимаемый в пределах 1,5 – 2; остальные обозначения такие же, как в выражении (1.30).

Для условий этого примера при $k_n = 1,5$ $l_{м.з} = 60 \cdot 0,25 \cdot 1,5 / (0,22 \cdot 2750) = 0,037 \text{ км}$, или 1,5% длины линии. При $k_n = 2$ $l_{м.з} = 0,05 \text{ км}$, или 2% длины линии.

Проверяется возможность применения схемы (рис. 1.44) с дешунтированием ЭО аналогично примеру 4.

Рассчитываются уставки защит 4 со стороны подстанции ЦП1 (одинаковые для обеих линий). По условию (1.1), для аварийного или ремонтного режима отключения одной из линий при значениях $k_n = 1,2$; $k_n = 0,8$ и $k_{сэл} = 2,2$ определяется ток срабатывания защиты 4 $I_{с.з.4} \geq 1,2 \cdot 2,2 \cdot 1,3 \cdot 300 / 0,8 \approx 1300 \text{ А}$. По условию согласования защиты 4 с направленной защитой 3 соседней параллельной линии при КЗ на ней (рис. 1.46) ток срабатывания защиты 4 $I_{с.з.4} \geq k_{н.с} (I_{с.з.3} + \sum I_{раб.макс}) = (1,3 + 1,4) (640 + 1,3 \cdot 300) = 1340 + 1440 \text{ А}$.

Ток нагрузки РТП1 ($\sum I_{раб.макс}$) учитывается в предположении, что при КЗ у шин ЦП1 напряжение на шинах 6 кВ РТП1 не снижается ниже (0,6 – 0,7) $U_{ном}$ и нагрузка продолжает потреблять нормальный рабочий ток (рис. 1.46).

Коэффициент чувствительности защиты 4 проверяется по току двухфазного КЗ на шинах РТП1 при работе обеих кабельных линий (рис. 1.45):

$$k_n^{(2)} = 0,5 \cdot 0,865 \cdot 5500 / 1350 = 1,76 > 1,5,$$

где $I_{с.з.4} = 1350 \text{ А}$ при $I_{с.р} = 1350 / 150 = 9 \text{ А}$ (реле РТ-81).

Время действия и характеристика защиты 4 выбираются по условиям согласования с защитой 3 при работе двух кабелей или с защитой 1 при работе одного

кабеля. Последнее условие здесь, очевидно, будет определяющим при $I_{с.з.4} = 1350 \text{ А}$.

Подбирается характеристика, которая при кратности тока $k = I_{к.макс} / I_{с.з.4} = 5500 / 1350 \approx 4$ обеспечивает время срабатывания защиты $4 t_{с.з.4} \geq t_{с.з.1} + \Delta t = 1,1 + 0,6 = 1,7 \text{ с}$. Принимается характеристика с $t_{с.з.4} = 1,6 \text{ с}$ при 800% тока срабатывания (в независимой части). Характеристики защит 1, 3, 4 строятся на карте селективности (рис. 1.47).

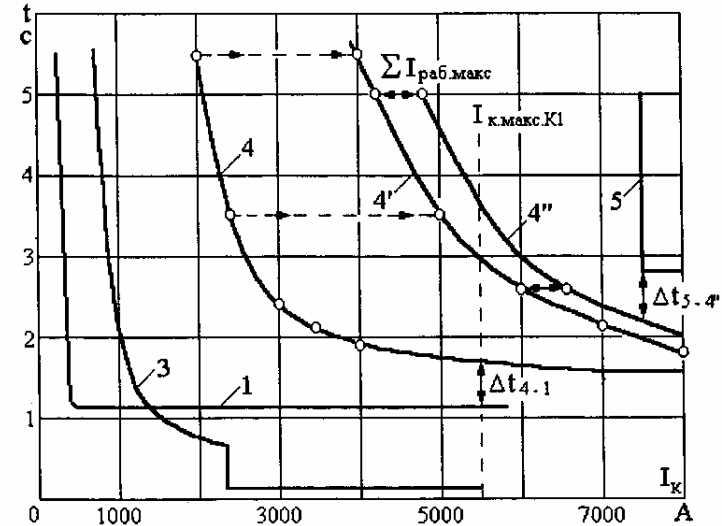


Рис. 1.47. Карта селективности к примеру 23 (расчетная схема приведена на рис. 1.45). Токи приведены к напряжению 6 кВ.

Рассчитываются уставки последующей защиты 5 питающего элемента по условию согласования с защитами 4 предыдущих элементов: $I_{с.з.5} \geq k_{н.с} (n I_{с.з.4} + \sum I_{раб.макс}) = (1,3 + 1,4) (2 \cdot 1350 + 500) = 4150 + 4500 \text{ А}$, где $\sum I_{раб.макс}$ – ток нагрузки неповрежденных элементов 6 кВ питающей подстанции ЦП1 (задан равным 500 А).

Время срабатывания защиты 5 может быть определено лишь после построения так называемой суммарной характеристики для защит 4 параллельно работающих линий, которая отражает токораспределение при КЗ на приемной подстанции РТП1, когда через каждую из защит 4 идет ток $0,5 I_k$ а через защиту 5 – полный ток I_k плюс рабочий ток неповрежденных элементов ЦП1 (500 А).

Построение суммарных характеристик для защит с реле РТ-80 (РТВ) производится следующим образом (рис. 1.47): намечается несколько произвольных точек характеристики защиты 4 при работе одной линии, например 2000 А – 5,5 с; 2500 А – 3,5 с; 3000 А – 2,6 с; 3500 А – 2,1 с и т. д. (эти точки отмечены на рис. 1.47). Затем значения токов увеличиваются в два раза, а время срабатывания сохраняется без изменения. По новым точкам: 4000 А – 5,5 с; 5000 А – 3,50, 6000 А – 2,6 с и т.д., строится суммарная характеристика 4' (рис. 1.47). При параллельной работе трех одинаковых линий для построения суммарной характеристики токи следует увеличивать в три раза, четырех – в четыре раза и т.д.

Для учета тока нагрузки $\sum I_{\text{раб. макс}}$ характеристика 4' сдвигается вправо на значение тока нагрузки ($\sum I_{\text{раб. макс}} = 500 \text{ А}$) и таким образом строится характеристика 4'' (рис. 1.47).

Продолжая выбор уставок защиты 5, убеждаемся, что ранее выбранный ток срабатывания $I_{\text{с.з.5}} = 4500 \text{ А}$ неприемлем, так как при таком токе следовало бы принять $t_{\text{с.з.5}}$ равным примерно 6 с, чтобы обеспечить необходимую степень селективности между характеристиками 5 и суммарной 4''. Можно заранее сказать, что такое время срабатывания слишком велико для сети 6 кВ (обычно на питающих элементах 6 или 10 кВ защита имеет время срабатывания не более 3 с и безусловно требует снижения с помощью новых реле).

Отказываясь от резервирования КЗ на шинах РТП1, подбираем такой ток срабатывания защиты 5, при котором время срабатывания защиты будет примерно 3 с. Принимается $I_{\text{с.з.5}} = 7500 \text{ А}$ и $t_{\text{с.з.5}} = 2,8 \text{ с}$ при $\Delta t = 0,6 \text{ с}$ между характеристиками 5 и 4''. Защита 5 при таких уставках имеет достаточную чувствительность при КЗ на шинах 6 кВ подстанции ЦПП, т.е. в своей основной зоне действия.

Из рассмотренного примера видно, на какие значения могут возрастать уставки максимальных защит питающих (последующих) элементов при параллельной работе отходящих (предыдущих) элементов.

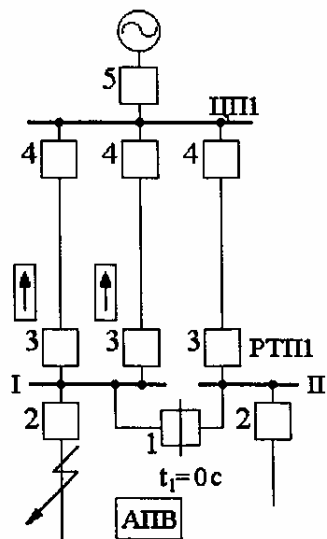


Рис. 1.48. Схема участка сети с защитой «слабой связи» на секционном выключателе 1.

I, II – секции подстанции РТП1; 1, 2, 4, 5 – ненаправленные защиты;
3 – направленные защиты

Для снижения уставок максимальных защит питающих элементов в городских сетях: 1) ограничивают число параллельно работающих кабельных линий, используя устройства АВР; 2) секционируют шины на приемных подстанциях, устанавливая на секционных выключателях мгновенную неселективную защиту («слабую связь»), прекращающую параллельную работу при КЗ в сети (рис. 1.48); 3) применяют на питающих концах параллельно работающих линий максимальные защиты с независимыми характеристиками (см. пример 24).

В некоторых случаях, когда защита питающего элемента 5 (рис. 1.48) надежно отстроена от КЗ на приемной подстанции (РТП1) при необходимости можно не считаться с малой вероятностью отказа направленной защиты 3 при КЗ на линии и согласовывать характеристику защиты 5 с характеристикой 4 для одиночно работающей линии (но с учетом тока $\sum I_{\text{раб. макс}}$).

В некоторых случаях, когда защита питающего элемента 5 (рис. 1.48) надежно отстроена от КЗ на приемной подстанции (РТП1) при необходимости можно не считаться с малой вероятностью отказа направленной защиты 3 при КЗ на линии и согласовывать характеристику защиты 5 с характеристикой 4 для одиночно работающей линии (но с учетом тока $\sum I_{\text{раб. макс}}$).

Пример 24. Для условий примера 23 выбираются уставки защит 4 и 5 при выполнении защит 4 с независимой характеристикой.

Решение. Из предыдущего примера ток срабатывания защиты 4 $I_{\text{с.з.4}} = 1350 \text{ А}$. При этом ток время действия защиты 3 равно 1,1 с. Такое же время действия и у защиты 1. Тогда уставка по времени защиты 4 $t_{\text{с.з.4}} \geq t_{\text{с.з.1}} + \Delta t = 1,1 + 0,6 = 1,7 \text{ с}$.

Ток срабатывания защиты 5, по условию согласования с защитами 4, может быть взят из предыдущего примера: $I_{\text{с.з.5}} = 4500 \text{ А}$, а время срабатывания защиты 5 $t_{\text{с.з.5}} \geq 1,7 + (0,4 + 0,5) = 2,1 - 2,2 \text{ с}$, поскольку для защит с независимыми характеристиками при использовании современных электромеханических и полупроводниковых реле времени и при уставках до 3 – 4 с ступени селективности могут приниматься равными 0,3 – 0,4 с. Таким образом, выполнение защит с независимой характеристикой на отходящих линиях (4) позволяет выбрать меньшие уставки по току и времени на питающих элементах (5). Если в примере 23 для защиты 5 надо было принять 7500 А и 2,8 с, то в этом примере: 4500 А и 2,1 – 2,2 с, что повышает чувствительность защиты и уменьшает время отключения КЗ.

Пример 25. Рассматриваются особенности расчета максимальных защит для участка городской кабельной сети, показанной на рис. 1.49. По сравнению с примером 23 (рис. 1.45) здесь дополнительно установлены ненаправленные максимальные токовые защиты 2, предназначенные для ликвидации КЗ на шинах приемных подстанций (РТП1 и РТП2). Реле этой дополнительной ненаправленной ступени защиты показаны штрихами на рис. 1.44 (реле РТЗ и РТ4).

При расчете уставок характеристика ненаправленной защиты 2 должна быть «вписана» между характеристиками направленной защиты 3 и головной защиты 4. Иначе говоря, при КЗ на соседней параллельной линии необходимо обеспечить согласование по току и по времени защит 2 и 3, защит 4 и 2 (причем уставки каждой из этих защит одинаковы для обеих параллельных линий).

Рассматривая затем КЗ на одной из отходящих линий с защитой 1, необходимо обеспечить согласование по току и по времени защиты 2 (в режиме одиночной работы линии) с защитой 1.

При согласовании чувствительности этих защит следует учитывать наиболее тяжелые случаи КЗ, при которых на шинах подстанций сохраняется высокое остаточное напряжение и токи нагрузки могут иметь доаварийные значения. Подпитку места КЗ электродвигателями нагрузки при согласовании можно не учитывать, так как этот процесс кратковременный и может лишь улучшить условия работы защит в рассматриваемых сетях.

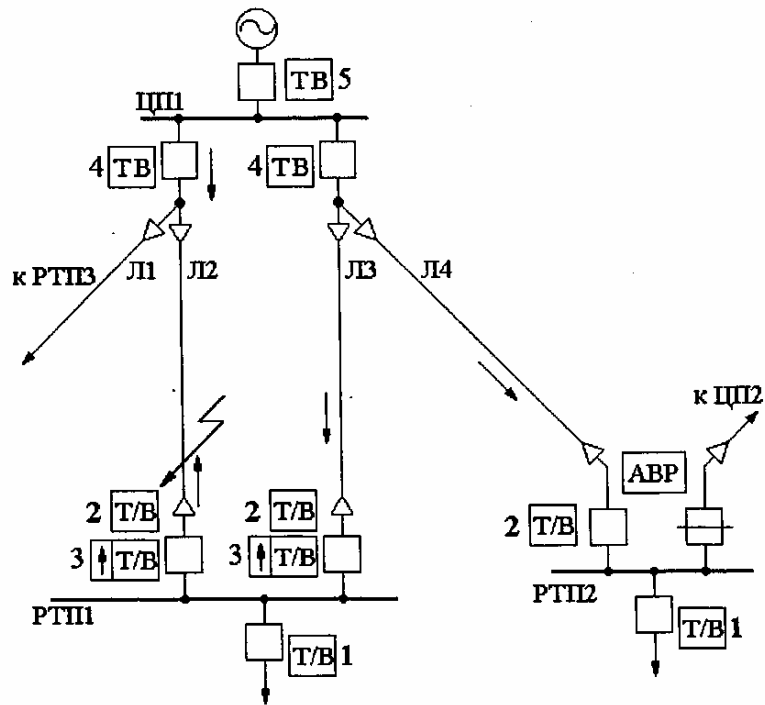


Рис. 1.49. Схема участка кабельной сети к примеру 25

Ток срабатывания защиты 2, так же, как и защит 1, 4, 5, должен удовлетворять условию (1.1). Защита 2 также должна обладать достаточной чувствительностью при КЗ на шинах своей приемной подстанции при наибольшем числе параллельно работающих линий.

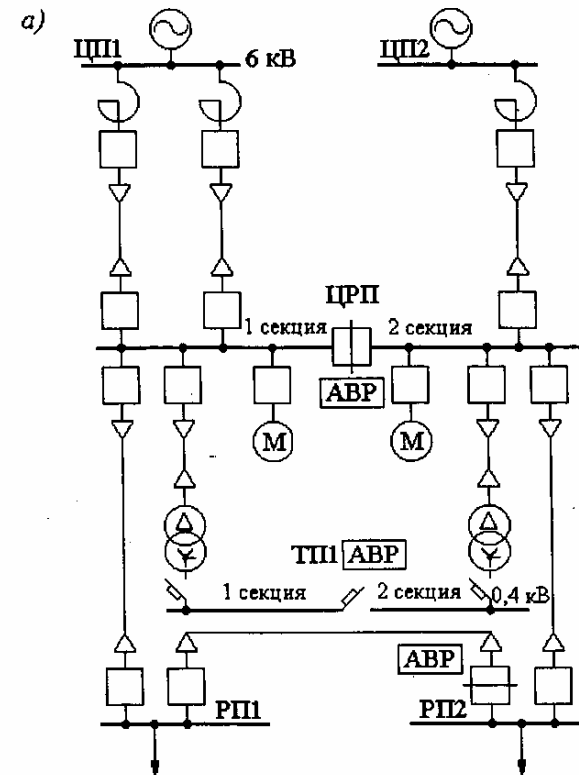
Установка ненаправленных защит 2 вызывает увеличение рабочих уставок оловных защит линий 4 и, следовательно, защит 5 питающих элементов. Однако эти дополнительные ненаправленные защиты полезны, так как сокращают объем аварийных отключений.

В дополнение к сказанному отмечаем, что одним из эффективных решений по снижению значений рабочих уставок максимальных защит по току и особенно по времени является замена электромеханических аналоговых реле на цифровые, о чем говорится в начале этой главы.

§ 1.9. Релейная защита сетей 6 и 10 кВ промышленных предприятий от междуфазных КЗ

Общие сведения. Электроснабжение промышленных предприятий может осуществляться питающими линиями 6 (10) кВ от распределительных устройств того же напряжения электростанций и крупных подстанций или от тех же питающих источников, но по линиям более высокого напряжения (35–220 кВ) с помощью так называемых подстанций *глубокого ввода* (ПГВ), расположенных непосредственно у пунктов потребления электроэнергии (рис. 1.50, а и б).

В первом случае в схему электроснабжения (рис. 1.50, а) входят питающие линии от центров питания (электростанции или подстанции энергосистемы) до главных понизительных подстанций (ГПП) или центральных распределительных пунктов (ЦРП) предприятия; сами ГПП и ЦРП; распределительные сети 6 (10) кВ, от которых получают питание распределительные пункты (РП), цеховые понизительные или преобразовательные подстанции (ТП, ПП) и линии, непосредственно питающие крупные электроприемники.



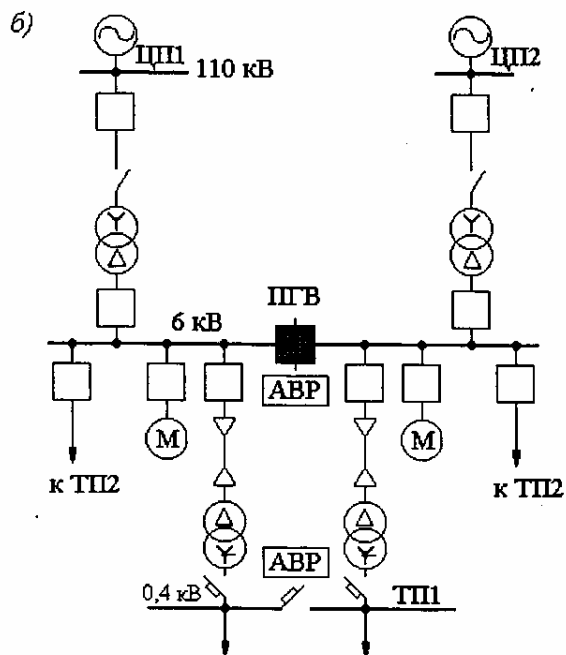


Рис. 1.50. Схемы электроснабжения промышленных предприятий: а – с питающими кабельными линиями 6(10) кВ; б – с питающими линиями 110 кВ; ПГВ – подстанция глубокого ввода

Кабельные распределительные сети 6 и 10 кВ промышленного предприятия обычно состоят из радиальных линий (рис. 1.50, а). Надежность электроснабжения ответственных электроприемников обеспечивается за счет питания от двух независимых источников (или двух систем шин, секций одного источника) и широкого использования устройств АВР. Параллельная работа предусматривается, как правило, только для питающих линий.

При больших токах нагрузки (2000 А и выше) для питания цеховых подстанций применяются *токопроводы* (шинопроводы) с жесткими шинами или гибкими проводами. Токопроводы существенно отличаются от воздушных и кабельных линий электропередачи механическими и электрическими параметрами. При использовании токопроводов схема электроснабжения цеховых подстанций (ТП, ПП) строится по магистральному принципу (рис. 1.51).

В схемах с ПГВ (рис. 1.50, б) их распределительные устройства 6 (10) кВ выполняют роль распределительных подстанций (ЦРП, РП на рис. 1.50, а), что позволяет не только сократить протяженность кабельных, линий 6 (10) кВ, но и уменьшить число последовательно включенных линий этого напряжения, и следовательно, число ступеней максимальных токовых защит, и тем снизить время отключения КЗ, особенно на головных участках: с 1,5 – 2 с для схемы, изображенной на рис. 1.50, а, до 0 – 0,5 с для схемы с ПГВ (рис. 1.50, б).

Релейная защита кабельных линий распределительных сетей 6 и 10 кВ промышленных предприятий выполняется обычно в виде максимальных токовых защит – аналогично защите городских кабельных сетей (см. § 1.5).

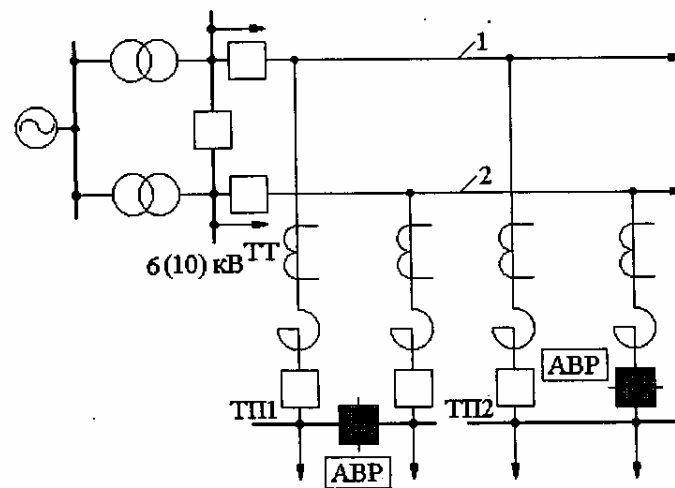


Рис. 1.51. Схема электроснабжения промышленного предприятия с применением токопроводов: ТТ – трансформаторы тока; 1 и 2 – токопроводы

Релейная защита токопроводов (рис. 1.51) в зависимости от их протяженности и конструкции, от схемы подключения и параметров реакторов ответвлений, от величины и характера нагрузки выполняется различно. При относительно небольшой протяженности она может выполняться в виде селективных токовых отсечек, отстроенных от КЗ за реакторами ответвлений, и максимальных токовых защит без пуска или с пуском по напряжению. На реактированных ответвлениях к подстанциям применяется максимальная токовая защита с трансформаторами тока, установленными до реактора, для того чтобы реактор входил в ее защищаемую зону. При необходимости повышения чувствительности эта защита дополняется пусковыми реле напряжения, которые подключаются к трансформатору напряжения, установленному на шинах подстанции, т.е. за реактором.

Однако при повреждении самого реактора КЗ должно ликвидироваться отключением головного выключателя токопровода. Если же максимальная защита токопровода не обладает достаточной чувствительностью к КЗ за реакторами ответвлений, следует использовать передачу отключающего импульса от максимальных защит каждого из ответвлений на отключение головного выключателя.

В тех случаях, когда параметры токопровода и реакторов ответвлений не позволяют выполнить достаточно чувствительную токовую отсечку, применяются другие быстродействующие защиты: дистанционная или продольная дифференциальная. При параллельной работе токопроводов также могут использоваться поперечные дифференциальные или максимальные направленные защиты.

Наряду с токовыми защитами на электромеханических реле могут устанавливаться новые многофункциональные микроэлектронные защитные устройства для КРУ(6, 10 кВ) типа ЯРЭ-2201 (2202) с различными наборами типов защиты и автоматики. В примере 26 показан выбор уставок блока максимальной токовой защиты с зависимой от тока выдержкой времени, который входит составной частью (модулем) в устройство ЯРЭ-2201. В последнее десятилетие устанавливаются цифровые реле.

Расчеты релейной защиты кабельных линий 6 и 10 кВ промышленных предприятий в основном аналогичны расчетам защиты кабельных линий 6 и 10 кВ городских сетей (см § 1.8). На подстанциях, питающих мощные электродвигатели напряжением 6 (10) кВ, в особенности *синхронные*, необходимо при расчетах релейной защиты и автоматики учитывать влияние этих двигателей в переходных режимах: увеличение тока КЗ в месте повреждения за счет токов подпитки от близко включенных двигателей (учитывается при расчете токовых отсечек на отходящих линиях), замедленное снижение частоты и напряжения при отключении питающего источника (учитывается при выборе схем и уставок устройств автоматики: АПВ, АВР, АЧР, делительных защит); возможность выхода из синхронизма главным образом из-за снижения напряжения при близких трехфазных КЗ (предусматривается реактирование отходящих линий или выполнение быстродействующих защит на неактивированных отходящих линиях, в том числе неселективных отсечек); опасность несинхронного включения двигателей, не способных к ресинхронизации (учитывается при выборе схем и уставок АВР, АПВ, делительных защит или защит от потери питания) [18].

Пример расчета релейной защиты участка электросети 6 кВ промышленного предприятия

Пример 26. Выбираются уставки релейной защиты кабельных линий 6 кВ промышленного предприятия (рис. 1.52). Для упрощения приведена только часть схемы, питающаяся от секции 1 шин 6 кВ ЦРП. Другая часть схемы, питающаяся от секции 2 ЦРП аналогична первой. В данном примере все трансформаторы 6/0,4 кВ оборудованы максимальными токовыми защитами и отсечками на реле РТ-85, уставки которых заданы.

Защиты 1 – 4 выполнены на электромеханических реле типа РТ-80, а защита 5 представляет собой многофункциональное устройство типа ЯРЭ-2201, для которого в данном примере выбираются уставки блока (модуля) максимальной токовой защиты с зависимой от тока характеристикой времени срабатывания, которая соответствует «нормальной» характеристике по стандарту МЭК (рис. 1.8).

Решение. Рассчитываются токи КЗ аналогично примеру 18. Результаты расчета показываются на схеме сети (рис. 1.52).

Рассчитываются приближенным методом токи самозапуска обобщенной нагрузки аналогично расчету в примере 20. В результате расчета $k_{сзп} = 2,4$.

Выбирается ток срабатывания защиты 2 кабельной линии (рис. 1.52). Для этого рассматриваются наиболее тяжелые случаи:

1. По защищаемой линии питается не только РТП1, но и РТП2 (ремонтный режим или режим после срабатывания устройства АВР на РТП1). Максимальный рабочий ток линии может быть рассчитан как сумма номинальных токов четырех трансформаторов этих подстанций мощностью по 630 кВ·А, но с учетом того, что каждый из этих трансформаторов является не только рабочим, но и резервным по отношению к соседнему (находится в «неявном резерве»). Поэтому нормальный ток нагрузки каждого из этих трансформаторов должен быть около 0,7 номинального тока, чтобы при работе одного из двух трансформаторов длительная перегрузка его не превышала 1,4 номинального тока. С учетом этого коэффициента загрузки, равного 0,7, суммарный рабочий ток линии может достигать 170 А. Для обеспечения несрабатывания защиты 2 от тока самозапуска нагрузки РТП1 и РТП2, например при АВР на ЦРП, необходимо выбрать $I_{с.з.2} \geq 1,2 \cdot 2,4 \cdot 170 = 490$ А. Надо отметить, что в ряде случаев допускается более значительная длительная перегрузка

трансформаторов – до 1,7 – 1,8 номинального тока. Тогда расчетное значение суммарного рабочего тока должно быть соответственно увеличено.

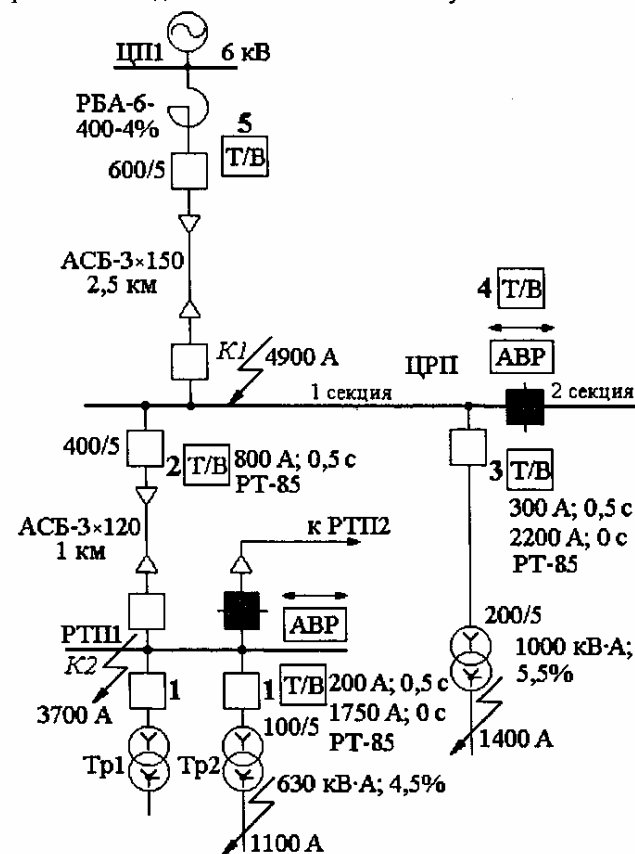


Рис. 1.52. Расчетная схема электрической сети промышленного предприятия к примеру 26. Токи приведены к напряжению 6 кВ

2. В аналогичном режиме работы происходит КЗ в одном из трансформаторов, например Тр2. Предполагается, что повреждение отключается с некоторым замедлением и после его отключения через сработавшие токовые реле защиты 2 продолжает проходить ток самозапуска нагрузки оставшихся трансформаторов. Для обеспечения возврата токовых реле этой защиты ее ток срабатывания выбирается по выражению (1.1), но суммарный рабочий ток $I_{раб.макс}$ может быть уменьшен за счет тока отключившегося трансформатора:

$$I_{с.з.2} \geq \frac{1,2 \cdot 2,4}{0,8} 3 \cdot 60,5 \cdot 0,7 = 457 \text{ А.}$$

Надо отметить, что при наличии на трансформаторе быстродействующих защит (отсечки и газовой) возникновение процесса самозапуска нагрузки маловероятно, поскольку при быстром отключении КЗ частота вращения электродвигателей не

успевают существенно измениться. Что касается КЗ за трансформатором, которое отключается с выдержкой времени (максимальной токовой защитой), то оно не вызывает значительного снижения напряжения на шинах 6 кВ РТП1: $U_{\min} = \sqrt{3} I_{\text{к}} x_{\text{Тр}} = \sqrt{3} \cdot 1100 \cdot 2,57 = 4900 \text{ В}$, или 80% $U_{\text{ном}}$, где $x_{\text{Тр}} = 2,57 \text{ Ом}$. Поэтому в рассматриваемом случае по условию (1.1) можно было бы принять $k_{\text{н}} = 1,1 \div 1,2$.

3. Случай работы АВР на РТП1, когда к нагрузке РТП1 подключается нагрузка РТП2 в режиме самозапуска. Ток срабатывания защиты 2 $I_{\text{с.з.2}} \geq 1,2 (2,4 \cdot 2 \cdot 60,5 \times 0,7 + 1,5 \cdot 2 \cdot 60,5 \cdot 0,7) = 396 \text{ А}$.

Из рассмотренных расчетных случаев выбираем наибольшее значение тока срабатывания: 490 А, или около 300% рабочего максимального тока защищаемой линии. Условие согласования чувствительности защит 2 и 1 также выполняется $I_{\text{с.з.2}} \geq 1,3 (200 + 3 \cdot 60,5 \cdot 0,7) = 425 \text{ А}$. Здесь $k_{\text{н.с}} = 1,3$; $I_{\text{с.з.1}} = 200 \text{ А}$ (рис. 1.52); $3 \cdot 60,5 \cdot 0,7$ – суммарный рабочий ток трех неповрежденных трансформаторов подстанций РТП1 и РТП2 в режиме питания по защищаемой линии обеих РТП.

Ток срабатывания реле защиты 2, выполненной по схеме «неполной звезды», определяется: $I_{\text{с.р}} = 490 / 80 = 6,12 \text{ А}$.

Ближайшая уставка на реле РТ-85/1 равна 7 А. Тогда $I_{\text{с.з.2}} = 560 \text{ А}$.

Коэффициенты чувствительности: в основной зоне $k_{\text{ч.осн}}^{(2)} = 0,865 \cdot 3700 / 560 = 5,7 > 1,5$; в зоне резервирования $k_{\text{ч.рез}}^{(2)} = 0,865 \cdot 1100 / 560 = 1,7$, т. е. резервирование за трансформатором обеспечивается. Если трансформатор имеет схему соединения обмоток Δ/Y , то следует дополнить схему защиты третьим реле, тогда $k_{\text{ч}} = 2$ (см. главу 2).

В этом примере принято, что значения токов КЗ в максимальном и минимальном режимах работы энергосистемы одинаковы. И практически довольно часты случаи, когда между этими токами нет существенного различия, особенно при КЗ за элементами с относительно большим сопротивлением: за реакторами, трансформаторами малой мощности и т. д.

Определяется время срабатывания защиты 2 из условия обеспечения ступени селективности с максимальной токовой защитой 1, которая при кратности тока КЗ на шинах РТП1 (точка К2), равной $3700 / 200 = 18,5$, работает в независимой части характеристики, т. е. с временем 0,5 с (уставки защиты 1 показаны на рис. 1.52). Но при токе, равном 1750 А, у защиты 1 начинает действовать отсечка без выдержки времени (рис. 1.52 и 1.53). Следовательно, для защиты 2 подбирается такая характеристика срабатывания, которая при токе 1750 А или при кратности тока $1750 / 560 = 3,1$ обеспечивает время срабатывания защиты 2 на 0,5 – 0,6 с больше, чем время срабатывания защиты 1 при том же значении тока КЗ, но при кратности $1750 / 200 = 8,8$. При этой кратности тока КЗ защита 1 уже работает в независимой части характеристики, т. е. с временем 0,5 с. У защиты 2 при этом же токе время срабатывания должно быть равно примерно 1,0 – 1,1 с. Это условие выполняется, если для защиты 2 выбрать характеристику с временем срабатывания в независимой части 1 с (рис. 1.53).

Надо отметить, что время срабатывания защиты 2 может быть при необходимости снижено путем увеличения ее тока срабатывания, если это не приведет к недопустимому снижению чувствительности защиты. В данном примере коэффициент чувствительности в основной зоне достаточно велик, поэтому определяющим будет

коэффициент чувствительности в зоне резервирования, т. е. при КЗ за трансформатором Тр1 или Тр2. Исходя из минимального значения $k_{\text{ч}} = 1,2$, можно выбрать $I_{\text{с.з.2}} = 0,865 \cdot 1100 / 1,2 \approx 800 \text{ А}$ и $I_{\text{с.р}} = 10 \text{ А}$.

При токе срабатывания отсечки Тр1 (Тр2), равном 1750 А, кратность тока у реле защиты 2 равна $1750 / 800 \approx 2,2$. При такой кратности тока защита 2 срабатывает с временем 1 с при выбранной уставке по времени 0,5 с (в установившейся части). Штриховая характеристика 2' на рис. 1.53 построена по типовой характеристике реле РТ-85 для $I_{\text{с.з.2}} = 800 \text{ А}$ и $t_{\text{с.з.2}} = 0,5 \text{ с}$.

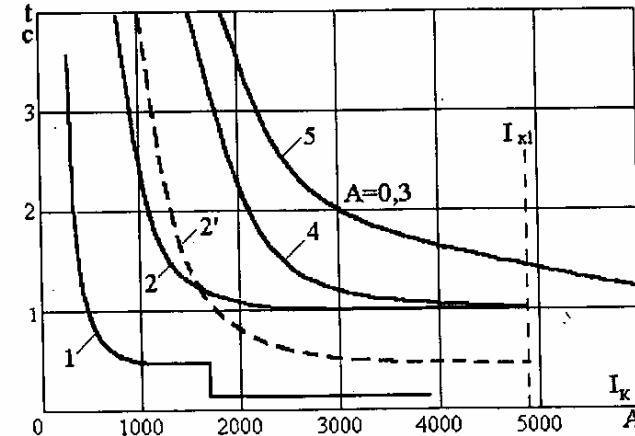


Рис. 1.53. Карта селективности к примеру 26 (схема приведена на рис. 1.52). Токи приведены к напряжению 6 кВ

Выбирается ток срабатывания максимальной токовой защиты 4, установленной на секционном выключателе ЦРП. Максимальный рабочий ток через защиту 4 может быть равен сумме токов двух трансформаторов по 630 кВ·А и одного 1000 кВ·А (рис. 1.52) с учетом коэффициента загрузки 0,7, т. е. $0,7 (2 \cdot 60,5 + 96) = 152 \text{ А}$. Для обеспечения бездействия защиты 4 $I_{\text{с.з.4}} \geq 1,2 \cdot 2,4 \cdot 152 = 438 \text{ А}$. По условию согласования $I_{\text{с.з.4}} \geq 1,3 (800 + 0,7 \cdot 96) \approx 1100 \text{ А}$. Ближайшая уставка на реле РТ-85/1 равна 9 А (при $n_{\text{т}} = 600/5$), таким образом, $I_{\text{с.з.4}} = 1080 \text{ А}$. Коэффициенты чувствительности при КЗ на ЦРП (К1) и на РТП (К2) больше требуемых; при КЗ за трансформатором 1000 кВ·А со схемой соединения обмоток Δ/Y $k_{\text{ч}} = 1400 / 1080 = 1,3 > 1,2$, но при условии установки трех реле РТ-85. Коэффициент чувствительности для обоих дешунтируемых ЭО с током срабатывания 5 А оказывается несколько меньше, поскольку для них расчетным является только половина тока КЗ (см. главу 2): $k_{\text{ч.ЭО}} = 0,5 \cdot 1400 / 5 \cdot 120 = 1,17$. Если принять для защиты 2 меньший ток срабатывания (560 А), то и для защиты 4 можно выбрать $I_{\text{с.з.4}} = 840 \text{ А}$ и $I_{\text{с.р}} = 7 \text{ А}$, что повысит чувствительность защиты 4, но увеличит время ее срабатывания.

Выбирается время срабатывания защиты 4. При токе срабатывания 1080 А выбирается уставка по времени 1 с и строится характеристика 4 (рис. 1.53). Степень селективности 0,5 с между защитами 4 и 2 является минимально допустимой для реле

этого типа и принимается с учетом достаточно редкого режима питания одной из секций ЦРП через секционный выключатель.

Выбирается ток срабатывания защиты 5 – блока зависимой максимальной токовой защиты устройства ЯРЭ-2201. В режиме питания двух секций ЦРП через защиту 5 может проходить максимальный рабочий ток, равный 300 А. Для обеспечения бездействия защиты 5 при самозапуске $I_{c,3,5} \geq 1,2 \cdot 2,4 \cdot 300 = 875$ А. По условию согласования $I_{c,3,5} \geq 1,3 (1080 + 152) = 1600$ А. Но при этом защита 5 не резервирует КЗ за трансформатором 1000 кВ·А. В соответствии с «Правилами» [1], учитывая редкий режим работы ЦРП с включенным секционным выключателем, не согласовываем между собой чувствительность (токи срабатывания) защиты 5 и 4. Тогда для защиты 5 выбираем $I_{c,3,5} = 1080$ А с целью обеспечения дальнего резервирования для трансформатора 1000 кВ·А ($k_n = 1,3$).

Выбирается характеристика времени срабатывания защиты 5 таким образом, чтобы при максимальном значении тока КЗ через предыдущую защиту 4 (4900 А) ступень селективности между защитами 5 и 4 была не менее 0,4 с. Характеристика времени срабатывания $t = f(I)$ блока максимальной токовой защиты с зависимой от тока выдержкой времени устройства ЯРЭ-2201 соответствует рассчитанной по выражению $t = A \frac{0,14}{I_{*k}^{0,02} - 1}$,

где t – расчетное время срабатывания, с; A – масштабный коэффициент, имеющий диапазон регулирования от 0,05 до 1; I_{*k} – относительное значение (кратность) тока КЗ, т.е. $I_k / I_{c,3}$.

Характеристики $t = f(I_{*k})$ представляют собой семейство кривых, отличающихся значением коэффициента A . При $A = 0,3$ характеристика $t = f(I_{*k})$ может быть построена по следующим точкам:

I_{*k}	1,5	1,75	2,0	2,5	3	3,5	4	4,5	5
t , с.....	5,2	4,0	3,0	2,3	1,9	1,7	1,6	1,4	1,3

При максимальном токе КЗ 4900 А относительное значение тока $I_{*k} = I_k / I_{c,3,5} = 4900 / 1080 = 4,5$ и, следовательно, время срабатывания защиты 5 равно 1,4 с, т.е. на 0,4 с больше, чем время срабатывания защиты 4 при этом токе КЗ (1 с). Характеристика времени срабатывания защиты 5 строится по рис. 1.53 при условии $I_k = I_{*k} \cdot I_{c,3,5}$. Таким же образом выбираются параметры срабатывания защиты секционного выключателя (на рис. 1.52 не показан).

Примечание. Приведенная выше формула расчета времени срабатывания блока ЯРЭ-2201 соответствует алгоритму времени срабатывания цифрового реле с «нормальной» обратнозависимой времятоковой характеристикой по стандарту МЭК: формуле (1.11), где $\alpha = 0,02$, $\beta = 0,14$ (рис. 1.8), несмотря на то, что коэффициент « k » обозначен был как « A ». Использование стандарта МЭК и именно «нормальной» характеристики в ЯРЭ-2201 еще в 1980-х годах, говорит в пользу ее применения при установке цифровых реле в России и в настоящее время, несмотря на то, что в этих реле имеется ряд других вариантов зависимых характеристик (см. примеры § 1.3).

Далее проверяется термическая стойкость кабеля типа АСБ-3×120 при выбранном времени отключения КЗ у шин ЦРП (4900А) защитой 2. Минимально

допустимое сечение кабеля равно: 56 мм² при $t_{c,3} = 1$ с (кривая 2 на рис. 1.53) и 41 мм² при $t_{c,3} = 0,5$ с (штриховая кривая 2 на рис. 1.53). Расчет произведен так же, как в примере 18. Аналогично проверяется термическая стойкость кабеля типа АСБ-3×150 между ЦП1 и ЦП2. Если принять значение тока при КЗ в начале этой кабельной линии около 10 кА, то минимально допустимое сечение кабеля равно примерно 120 мм² при $t_{c,3} \approx 1$ с и примерно 150 мм² при $t_{c,3} \approx 1,5$ с. Очевидно, в этом примере было принято правильное решение выбрать меньшее время срабатывания защиты 2 (0,5 с), что позволило выбрать меньшее время срабатывания и для последующих защит 4 и 5.

Производится расчетная проверка трансформаторов тока и определение допустимости применения схем защит 1 – 4 с дешунтированием ЭО с помощью реле типа РТ-85, так же, как это выполнено в примере 19.

§ 1.10. Защита от однофазных замыканий на землю в распределительных сетях 6 и 10 кВ

Общие сведения. Однофазное замыкание на землю является наиболее частым видом повреждения в трехфазных электрических сетях всех классов напряжения.

В сетях с глухозаземленной нейтралью (напряжением 110 кВ и выше, а также в сетях 0,4–0,23 кВ) однофазные короткие замыкания сопровождаются весьма большими токами, иногда превосходящими по значению даже токи трехфазных КЗ. Эти КЗ должны безусловно отключаться автоматически и как можно быстрее.

В электрических сетях 6–35 кВ России, работающих, как правило, с изолированной или компенсированной нейтралью, значения токов однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) невелики, они не превышают 20 – 30 А. Поэтому сети этих классов напряжения называют сетями с малым током замыкания на землю. Однако ОЗЗ представляют большую опасность для оборудования электрических сетей и для находящихся вблизи места ОЗЗ людей и животных. В связи с этим «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей» требуют в одних случаях быстро автоматически отключать ОЗЗ, а в других – немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ и затем отключать его.

Однако создать селективную (избирательную) и высокочувствительную защиту от ОЗЗ, пригодную для любых видов сетей с малым током замыкания на землю, до сего времени не удалось никому. Действительно, трудно создать универсальную защиту от ОЗЗ для таких разных типов электроустановок, как воздушные и кабельные линии, генераторы и электродвигатели, для таких разных режимов заземления нейтральных точек сети, как «изолированная нейтраль», «резонансно-заземленная нейтраль» или «резистивно-заземленная нейтраль» (заземленная через ограничивающее ток активное сопротивление). Особые трудности при выполнении селективных защит от ОЗЗ имеют место в сетях 6(10) кВ с резонансно-заземленной нейтралью, где ток повреждения промышленной частоты полностью компенсируется током дугогасящего реактора (ДГР) и поэтому не может быть использован в качестве источника информации. Дополнительные трудности возникают при необходимости селективного определения присоединения с ОЗЗ в электрических сетях сложной конфигурации, при отсутствии на присоединении кабельной вставки, необходимой для установки трансформатора тока нулевой последовательности, при часто меняющейся первичной схеме защищаемой сети и в других случаях.

Наибольшее влияние на выбор типа защиты от ОЗЗ в сетях 6 и 10 кВ оказывает режим заземления нейтрали. Поэтому прежде всего следует рассмотреть возможные

режимы заземления нейтрали и применительно к ним типы защит от ОЗЗ и рекомендации по расчету их рабочих уставок.

Режимы нейтрали в сетях 6–35 кВ. В электрических сетях напряжением 6–35 кВ ключевой проблемой является способ заземления нейтрали (режим заземления нейтрали), поскольку он оказывает решающее влияние на надежность электроснабжения потребителей, на сохранность электрических машин и кабелей, на безопасность людей и животных, находящихся в местах прохождения электрических линий, и, в очень большой степени, на выбор принципов и типов устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), а также на способы использования этих устройств для отключения замыкания на землю или только для сигнализации. В России и республиках бывшего СССР используются, главным образом, либо режим «изолированная нейтраль» (рис. 1.54), либо режим «резонансно-заземленная нейтраль» (рис. 1.55). В 15-м издании «Правил технической эксплуатации» [1] допускается сравнительно новый для России режим работы с заземлением нейтрали через резистор (рис. 1.56).

Режим № 1: Изолированная нейтраль (рис. 1.54).

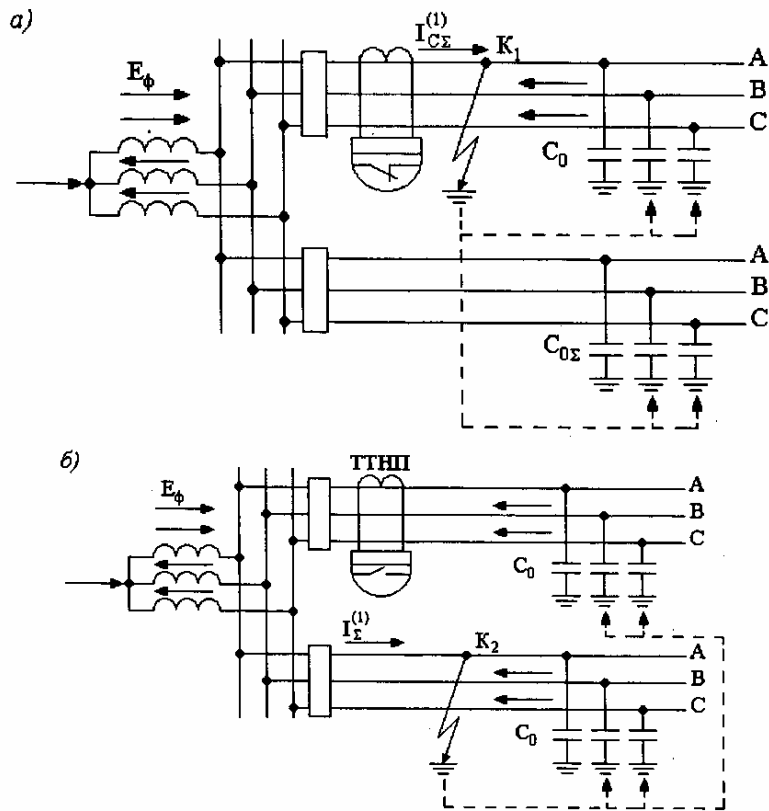


Рис. 1.54. Распределение токов $I^{(1)}$ при ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Как видно из рис. 1.54, фазы всех линий имеют емкость C по отношению к земле (условно они показаны сосредоточенными в одной точке линии). На поврежденной линии емкости фаз обозначены C_0 , а на неповрежденной линии, которая представляет всю остальную электрически связанную сеть, как суммарные емкости $C_{0\Sigma}$. Емкость $C_{0\Sigma}$ определяет значение суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}^{(1)}$.

При металлическом ОЗЗ в точке K_1 на фазе A (рис. 1.54, a) через место повреждения будет проходить суммарный ток $I_{C\Sigma}^{(1)}$, определяемый емкостями неповрежденных фаз всей остальной сети (емкость поврежденной фазы в создании этого тока не участвует, так как она зашунтирована в месте ОЗЗ). Ток поврежденной фазы возвращается в сеть через емкости неповрежденных фаз (показано штриховыми линиями). Таким образом, реле защиты от ОЗЗ, подключенное к поврежденной линии через специальный трансформатор тока нулевой последовательности кабельного типа (ТТНП или «Ферранти»), реагирует на суммарный емкостной ток сети $I_{C\Sigma}^{(1)}$ (за вычетом тока I_C , определяемого емкостью поврежденной линии). О способах определения значения этого тока сказано ниже.

При ОЗЗ в точке K_2 вне защищаемой линии (рис. 1.54, b) через рассматриваемую защиту, проходит «собственный» емкостной ток линии, определяемый емкостью ее фаз. Если эта токовая защита выполнена без элемента направления мощности, то необходимо обеспечить ее несрабатывание при внешнем ОЗЗ путем отстройки от собственного емкостного тока линии (фидера), о чем сказано ниже.

Значение емкостного тока линии и, соответственно, суммарного емкостного тока линий всей сети можно ориентировочно определить по эмпирическим формулам:

$$\text{для кабельных сетей } I_{C\Sigma} \approx \frac{U \cdot l_{\Sigma}}{10}, \quad \text{для воздушных сетей } I_{C\Sigma} \approx \frac{U \cdot l_{\Sigma}}{350},$$

где U_n – номинальное напряжение сети (6 или 10 кВ), l_{Σ} – суммарная длина линий (км).

Для более точной оценки значения емкостного тока кабельной линии можно использовать данные таблицы, где приведены удельные значения емкостных токов в амперах на километр в зависимости от сечения кабеля и номинального напряжения сети.

Удельные значения емкостных токов в кабельных сетях (А/км)

Сечение жил кабеля, мм ²	Удельное значение емкостного тока I_C , 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

Для воздушных сетей 6–35 кВ известна и другая аналогичная эмпирическая формула:

$$I_{C\Sigma} = 2,7 \cdot U_N \cdot I_{\Sigma} \cdot 10^{-3}.$$

Если в сети имеются крупные электродвигатели напряжением 6 или 10 кВ, то следует учитывать их собственные емкостные токи. Емкостной ток электродвигателя (при внешнем ОЗЗ) можно ориентировочно определить по эмпирической формуле:

при $U_{н.дв} = 6$ кВ $I_{с.дв} \approx 0,017 \cdot S_{н.дв}$, при $U_{н.дв} = 10$ кВ $I_{с.дв} \approx 0,03 \cdot S_{н.дв}$,

$$\text{где } S_{н.дв} = \frac{P_{н.дв}}{\cos\phi\eta}.$$

Например, у двигателя мощностью $P = 5$ МВт напряжением 10 кВ собственный емкостной ток может иметь значение $I_{с.дв} = 0,17$ А.

Более точно $I_{C\Sigma}$ можно определить экспериментально (что и требуется делать регулярно, так как протяженность сети изменяется в течение эксплуатационного периода).

Работа сети в режиме с изолированной нейтралью (рис. 1.54) допускается «Правилами» [2] в тех случаях, когда суммарный емкостной ток $I_{C\Sigma}$ не превышает 30 А для сети 6 кВ, 20 А – для сети 10 кВ, 15 А – для сети 15–20 кВ и т.д.

Исключение составляют воздушные сети 6–35 кВ на железобетонных и металлических опорах, где суммарный емкостной ток при замыкании на землю не должен превышать 10 А. Это объясняется тем, что при длительном прохождении тока ОЗЗ через опору возможно высыхание грунта вблизи заземления опоры и увеличение общего сопротивления заземления опоры. При этом опоры оказываются под высоким потенциалом, что может быть причиной электротравм людей и животных, находящихся вблизи этой опоры (см., например, журнал «Энергетик», № 9 за 1998 г.). Длительное прохождение тока при ОЗЗ может быть вызвать внутренние повреждения железобетонной опоры, нарушающих ее прочность.

Режим «изолированная нейтраль» характерен для сетей с небольшой суммарной протяженностью кабельных линий (сети собственных нужд блочных электростанций, нефтеперекачивающих и газокompрессорных станций, насосных станций водоснабжения и канализации, сети небольших населенных пунктов, не связанные электрически с сетями больших городов, а также для многих воздушных сетей в сельской местности).

Если значение суммарного емкостного тока сети превышает допустимое значение по [1], то требуется выполнить компенсацию емкостного тока с помощью дугогасящих реакторов, т.е. перейти на другой режим нейтрали (рис. 1.55).

Режим № 2. Режим с резонансно-заземленной нейтралью, или «компенсированная нейтраль»

В этом случае требуется включить на шины 6 (или 10) кВ трансформатор Y/Δ и заземлить сеть через дугогасящий реактор (катушку индуктивности). В России требуется обеспечить резонансную настройку дугогасящего реактора, при которой происходит полная компенсация емкостного тока $I_{C\Sigma}$ в месте однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) при частоте 50 Гц (рис. 1.55):

$$I_{C\Sigma} = I_L.$$

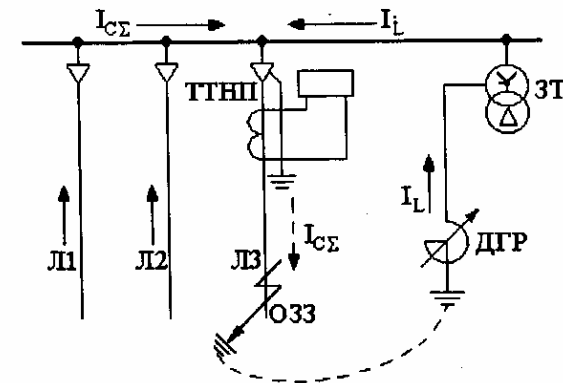


Рис. 1.55. Распределение токов при ОЗЗ в сети с полной компенсацией емкостного тока

Перевод сетей 6 и 10 кВ на режим № 2 происходит в СССР с начала 1960-х гг. Для этой цели должны, как правило, применяться плавно регулируемые дугогасящие реакторы (ДГР) с автоматической настройкой тока компенсации при изменениях емкости сети [2]. Однако такие ДГР до последнего времени серийно не выпускались. Очевидно, что ДГР со ступенчатой регулировкой индуктивности L не могут обеспечить полную компенсацию емкостных токов промышленной частоты при ОЗЗ в любых возможных режимах работы защищаемой сети, поскольку эти режимы могут изменяться даже в течение суток, не говоря уже о более длительных периодах, в то время как установленное персоналом значение индуктивности ДГР остается неизменным. Но, несмотря на эти обстоятельства, при выборе принципов выполнения защиты от ОЗЗ приходится считаться с реальной возможностью полной или почти полной компенсации емкостного тока сети при каком-то режиме сети и возникновении ОЗЗ. Поэтому токовые защиты от ОЗЗ, реагирующие на ток промышленной частоты 50 Гц, принципиально не могут использоваться для сетей, работающих в режиме № 2 (рис. 1.55).

Наибольшее распространение в таких сетях получили устройства защиты, реагирующие на гармонические составляющие тока ОЗЗ. Большинство из этих устройств использует высшие гармонические составляющие тока нулевой последовательности при ОЗЗ, например устройство УСЗ-3М, комплект дистанционной сигнализации замыканий на землю КДЗС (Мосэнерго, СКТБ ВКТ), специальный модуль в цифровом терминале SPAC-800 (АББ Автоматизация). В Кузбассэнерго для защиты от замыканий на землю в компенсированных сетях 6–10 кВ успешно используют низкочастотные составляющие тока нулевой последовательности при перемежающемся ОЗЗ, применяя полупроводниковые реле максимального тока, работающие в области низких частот. Работу этих реле при устойчивых ОЗЗ обеспечивает специальный источник «наложенного» контрольного тока частотой 25 Гц.

В настоящее время серийно выпускаются автоматически регулируемые ДГР типа РУОМ. Этот ДГР при отсутствии ОЗЗ работает в режиме холостого хода, но его автоматика постоянно следит за изменениями емкости сети и в момент возникновения ОЗЗ выводит ДГР на режим, близкий к резонансной настройке (информация изготовителя РУОМ – Раменского электротехнического завода «Энергия»).

Режим № 2 используется в кабельных сетях больших и средних городов, крупных промышленных предприятий, а также в загородных воздушных сетях большой протяженности.

В большинстве случаев поврежденная линия с ОЗЗ определяется с помощью устройства УСЗ-3М, т.е. не автоматически, на что тратится много времени.

Режим № 3: Режим с заземлением нейтрали через резистор

Этот режим в СССР начали внедрять на блочных электростанциях с 1986 г. с целью обеспечить *быстрое отключение* однофазных замыканий на землю в электродвигателях 6 кВ до того, как ОЗЗ перейдет в многофазное КЗ, опасное для статора двигателя. В других двух режимах при действии РЗ на сигнал затрачиваются десятки минут на определение двигателя (или фидера) с ОЗЗ. По статистическим данным, из-за этого за 10 лет повредилось более 10% электродвигателей на электростанциях СССР. Имеются статистические данные о том, что в сетях 6 кВ собственных нужд электростанций более 80% ОЗЗ перешли в многофазные (в распределительных сетях – около 70%).

В 15-м издании «Правил» [2] этот режим получил признание (§ 5.11.8). Для его реализации Московский завод «Электрощит» предлагает шкаф заземления нейтрали ШЗН (прежнее название – К-118УЗ) с трансформатором ТСНЗ мощностью 63 кВ·А с напряжениями 6/0,4 кВ (или 10/0,4 кВ) с $U_k = 5,5\%$, схема соединения обмоток Y/Δ (на рис. 1.56 обозначен ДТ), а также резистор R с активным сопротивлением 100 Ом (6 кВ) или 150 Ом (10 кВ) и допустимыми токами при ОЗЗ не более 40 А в течение 1,5 с и 5 А в течение 1 ч. Предусмотрена также возможность включения на стороне 6 или 10 кВ ограничителя перенапряжения (ОПН).

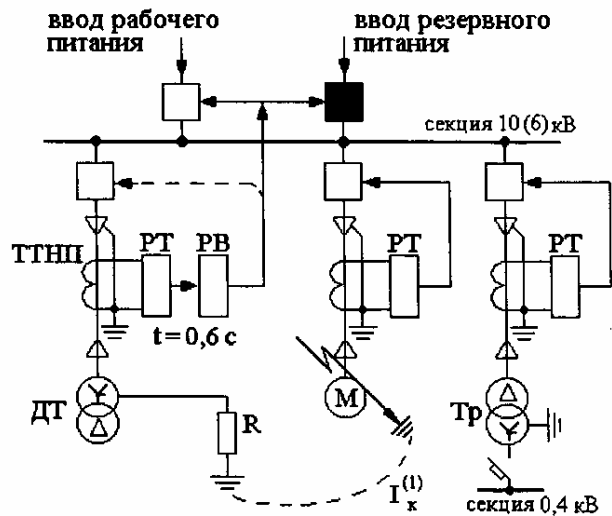


Рис. 1.56. Схема защит от замыканий на землю сети 10(6) кВ при заземлении нейтрали этой сети через резистор:

ДТ – дополнительный трансформатор; Тр – трансформатор (собственных нужд); М – электродвигатель 10(6) кВ; ТТНП – трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ; РТ – реле типа РТЗ-51; РВ – реле типа РВ-01

В цепи резистора R установлен трансформатор тока типа ТЛК10-5-0,5/10Р с коэффициентом трансформации 50/5, который можно использовать для включения токового реле РТ резервной защиты от ОЗЗ (вместо его включения на ТТНП, как показано на рис. 1.56).

Комплектное устройство К-118 УЗ подключается к РУ-6 кВ (РУ-10 кВ) через стандартное комплектное устройство К-104.

При заземлении нейтрали через указанный резистор на всех присоединениях осуществляется самая простая защита – токовая защита от замыканий на землю с действием на отключение поврежденного элемента без выдержки времени ($t \leq 0,1$ с) и с резервным отключением сначала ДТ, а затем источников питания (рис. 1.56). (Выбор уставок по току – см. далее).

При выбранных параметрах дополнительного (заземляющего) трансформатора ДТ и добавочного резистора R ток $I_k^{(1)} \approx 35 \div 40$ А при полном однофазном КЗ. Указанное значение тока $I_k^{(1)}$ обеспечивает высокую чувствительность токовой защиты при замыкании на выводах электродвигателя и защиту около 85% обмотки статора. Уставки токовых защит выбраны из условия обеспечения их несрабатывания при внешних замыканиях на землю (заземление через резистор уменьшает бросок емкостного тока в момент пробоя изоляции вне зоны защиты по сравнению с таким же повреждением в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью, и при использовании реле РТЗ-51 коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока – $k_{бр}$, принимается равным 1–1,5). Обращается внимание на недопустимость использования трансформаторов тока нулевой последовательности (кабельных или «Ферранти») типа ТЗР, которые при дуговых замыканиях на землю трансформируют составляющую промышленной частоты значительно хуже, чем литые ТТ нулевой последовательности (ТЗЛМ), что может вызвать загроуление защиты и ее отказ.

Защита от ОЗЗ на электродвигателях (М) и трансформаторах (Тр) должна действовать на отключение собственного выключателя без выдержки времени, при этом рекомендуется использовать быстродействующее промежуточное реле (РП-220, РП-17 и т.п.). Резервная защита от ОЗЗ, установленная на дополнительном трансформаторе (ДТ), действует с выдержкой времени около 0,5 с на отключение рабочего (резервного) ввода, то есть на погашение всей секции 10 (6) кВ. Возможно и другое решение: отключение самого ДТ, то есть перевод секции на режим работы с изолированной нейтралью и дальнейший поиск элемента с ОЗЗ путем поочередного отключения всех элементов с одновременным контролем напряжения нулевой последовательности (рис. 1.57).

Надо отметить, что выбранные параметры ДТ и R (рис. 1.56), определяющие значение тока $I_k^{(1)} = 35 \div 40$ А, представляют лишь частный случай в решении проблемы защиты сетей этих классов напряжений как от перенапряжений, так и от замыканий на землю. Известны различные варианты резистивного заземления нейтрали, в которых значения токов однофазного замыкания на землю находятся в пределах от нескольких сотен до нескольких единиц ампер. В первой группе вариантов функции защиты от ОЗЗ могут исполнять защиты от междуфазных КЗ, при условии их трехфазного исполнения и отключения поврежденного элемента без выдержки времени. Во второй группе вариантов, с «высокоомным» резистивным заземлением нейтрали, значения активного тока замыкания на землю подбираются в пределах от 1 до 7 А соответственно значению емкостного тока данной сети. Таким образом,

суммарный ток в месте повреждения оказывается в $\sqrt{2}$ раз больше емкостного тока сети (при отсутствии резистора). При таких небольших значениях тока поврежденный элемент можно не отключать мгновенно, что дает возможность оперативному персоналу перевести питание на другой источник, а затем произвести отключение поврежденного элемента. Надо отметить, что для современных токовых защит с аналоговыми полупроводниковыми или цифровыми реле такие значения тока промышленной частоты вполне достаточны для срабатывания при ОЗЗ.

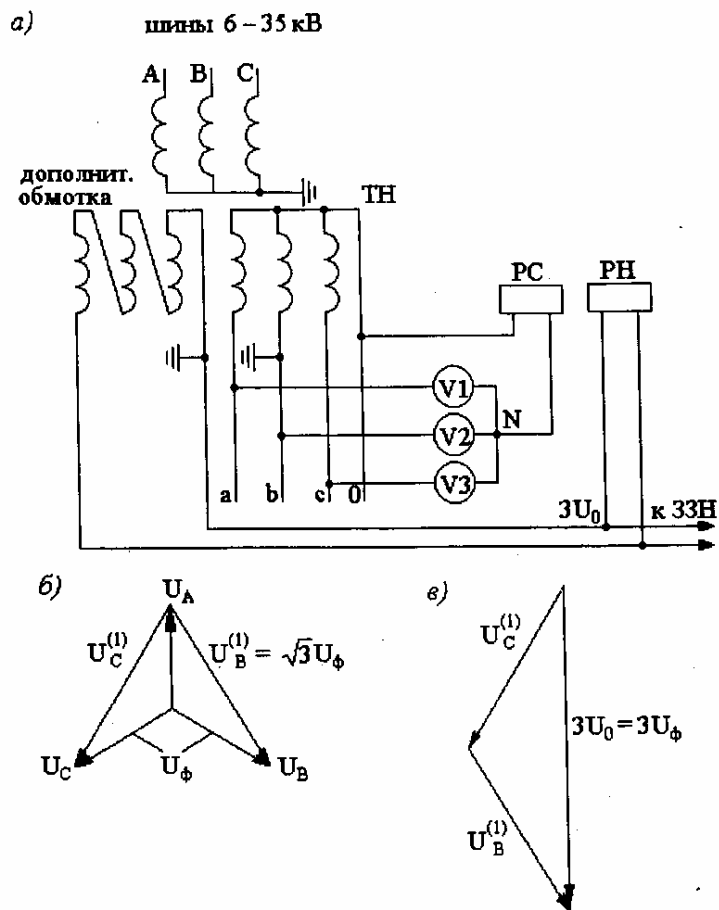


Рис. 1.57. Схемы включения устройств контроля изоляции (PC) и защиты напряжения нулевой последовательности (PH) (а) и векторные диаграммы напряжений при однофазном замыкании на землю (б и е); ТН – трансформатор напряжения; $V1-V3$ – вольтметры

Режим № 3 в России используется не только на блочных электростанциях, но и на газокomppressorных станциях, и на других промпредприятиях, а также может использоваться в других сетях среднего напряжения.

Аппаратуру для резистивного заземления нейтрали предлагают МЭЩ, Раменский завод «Энергия», ПНП «Болид» и др.

Использование резистивного заземления нейтрали для создания активной составляющей в токе ОЗЗ возможно и в сочетании с компенсацией емкостных токов с помощью ДГР.

Требования к защитам от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ. В режимах нейтрали №1 и №2 и при высокоомном резисторе в режиме № 3 допускается действие защит от ОЗЗ только на сигнал, за исключением тех электроустановок, которые питают торфоразработки, карьеры, шахты, строительные механизмы и т.п. На таких объектах ОЗЗ сопровождаются высокими напряжениями прикосновения и шаговыми напряжениями, которые могут быть причиной несчастных случаев. Поэтому должна выполняться селективная защита от ОЗЗ с действием на отключение поврежденного присоединения без выдержки времени и еще дополнительная резервная защита, отключающая все источники питания (вводы) подстанции с небольшой задержкой (около 0,5 с).

При действии защиты на сигнал персонал обязан немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ. При наличии селективной защиты на линиях это выполняется по показаниям сигнальных элементов, а при отсутствии селективной защиты – путем поочередного кратковременного отключения и включения линий и фиксации при этом напряжения нулевой последовательности (рис. 1.57).

Таким образом, защиты от ОЗЗ должны удовлетворять основным требованиям, которые предъявляются ко всем устройствам релейной защиты [1, 2]:

- селективность,
- быстрдействие (особенно при необходимости отключения ОЗЗ),
- чувствительность,
- надежность.

Наряду с этим предъявляются требования, характерные для современных микропроцессорных защит (самодиагностика, запоминание событий, дистанционное получение информации и др.).

Принципы выполнения защит от ОЗЗ и их использование в сетях 6–35 кВ России в зависимости от принятого режима нейтрали. Для защиты (сигнализации) при ОЗЗ используются следующие принципы:

- измерение напряжения нулевой последовательности $3U_0$ (режимы 1, 2, 3);
- измерение тока нулевой последовательности $3I_0$ промышленной частоты (50 Гц) – только в режиме 3 и при определенных условиях в режиме 1;
- измерение гармонических составляющих в токе ОЗЗ (режим 2);
- измерение мощности нулевой последовательности промышленной частоты (режим 1);
- измерение переходных токов и напряжений нулевой последовательности при возникновении ОЗЗ (режимы 1 и 2).

Устройство контроля изоляции сети 6–35 кВ. Устройство контроля изоляции фиксирует факт возникновения ОЗЗ по напряжению нулевой последовательности. Практически все устройства контроля изоляции выполняются с использованием трансформаторов напряжения: либо трехфазных пятистержневых ТН, либо трех однофазных ТН, соединенных по схеме «открытого треугольника с заземленной нейтралью». Как правило, на питающих подстанциях устанавливаются трехфазные пятистержневые ТН с тремя обмотками: первичной, вторичной и дополнительной, соединенные по схеме, называемой «разомкнутый треугольник» (рис. 1.57).

Устройство контроля изоляции может быть выполнено несколькими способами (рис. 1.57, а). Например, с помощью трех вольтметров $V1-V3$, включенных на фазные напряжения вторичной обмотки трансформатора напряжения. Может быть установлен

один вольтметр с переключателем. В нормальном симметричном режиме все три вольтметра показывают одинаковые фазные напряжения. При замыкании одной фазы на землю показания вольтметра этой фазы резко понизятся вплоть до нуля при металлическом замыкании. Показания вольтметров других фаз увеличатся, вплоть до 1,73 фазного, так же при металлическом замыкании. Для получения звукового сигнала при замыкании на землю в схему устройства может быть включено сигнальное реле РС.

В нормальном режиме сумма фазных напряжений равна нулю и реле не работает. При замыкании на землю одной фазы напряжение нулевой точки N вольтметров становится равным сумме напряжений неповрежденных фаз, и под влиянием этого напряжения реле срабатывает.

Другим распространенным способом выполнения сигнализации замыканий на землю является использование дополнительной (третьей) обмотки трансформатора напряжения, соединенной по схеме «разомкнутый треугольник», которая является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$ (рис. 1.57, а). В нормальном режиме сети при симметричных напряжениях фаз A , B и C на выводах этой обмотки и на реле РН напряжение практически отсутствует (имеется только напряжение небаланса, значение которого обычно не превышает 1 В; наличие этого напряжения свидетельствует об исправности ТН, отсутствии обрывов и замыканий в его вторичных цепях).

При однофазном металлическом замыкании на землю, например провода фазы A , напряжение этой фазы относительно земли становится равным нулю, напряжения неповрежденных фаз B и C увеличиваются в 1,73 раза, а их геометрическая сумма становится равной утроенному значению фазного напряжения (рис. 1.57, б, в). Для того чтобы напряжение на реле РН в этих случаях не превышало стандартного номинального значения 100 В, трансформаторы напряжения с обмотками, соединенными по схеме «разомкнутый треугольник», имеют повышенный в три раза коэффициент трансформации, например:

$$n_T = \frac{10000}{100/3}$$

Под воздействием напряжения нулевой последовательности $3U_0$, которое при металлическом замыкании достигает 100 В, максимальное реле напряжения РН срабатывает на сигнал или на отключение. Последнее выполняется на подстанциях, откуда питаются линии, отключаемые при замыканиях на землю по условиям техники безопасности (см. выше). Защита по напряжению нулевой последовательности является здесь резервной по отношению к основным селективным защитах этих линий и действует на отключение подстанции или секции с выдержкой времени 0,5 – 0,7 с для отстройки от основной защиты. В устройстве применяется реле РН (рис. 1.57, а), например типа РН-53/60Д с минимальной уставкой 15 В.

Надо отметить, что, несмотря на то, что это реле по данным завода-изготовителя является термически стойким (обозначение «Д»), в практике эксплуатации отмечены случаи повреждения и возгорания этого реле (см. журнал «Энергетик», 1995, № 6, стр. 9). Это объясняется тем, что в электрических сетях 6–10 кВ, в том числе и в РУ 6–10 кВ подстанций напряжением 330 кВ и выше, возникают феррорезонансные процессы при обрывах проводов, перегораниях предохранителей, замыканиях на землю, а также при включении под напряжение ненагруженных секций шин с трансформаторами напряжения. При этом на дополнительной обмотке трансформатора напряжения возникает напряжение нулевой последовательности 250 – 300 В! При этом

реле напряжения РН-53/60Д, осуществляющее контроль изоляции сети 6–10 кВ и имеющее длительно допустимое напряжение 110 В (в диапазоне уставок 15–30 В), повреждается, вызывая в ряде случаев пожар на панели.

Для исключения повреждения указанного реле и предотвращения отказа или неправильных действий других защит и автоматики в фирме ОРГРЭС разработана схема, повышающая термическую стойкость реле, в которой предусмотрены шунтирование резисторов, установленных в корпусе реле, и монтаж вблизи платы с резисторами (включаемыми последовательно с обмотками реле и имеющими те же значения сопротивления, что и резисторы, шунтированные в корпусе реле) и стабилитронами Д815Е, Д815Ж, включаемыми встречно-последовательно по 3 шт. и имеющими радиаторы площадью 46 – 60 см² (цепь стабилитронов подключается на вход реле).

Устройство контроля изоляции в виде максимальной защиты напряжения нулевой последовательности (реле РН на рис. 1.57, а) является очень простой и чувствительной защитой от замыканий на землю, но, к сожалению, неселективной.

Обмотка «разомкнутый треугольник» используется также для питания других защит от замыканий на землю (например, направленных).

Токовая защита нулевой последовательности, ненаправленная, с независимой времятоковой характеристикой. Токовая защита, реагирующая на действующее значение полного тока нулевой последовательности промышленной частоты ($3I_0$), применяется в сетях 6–35 кВ, работающих в режиме № 1 «изолированная нейтраль» и в режиме № 3 «нейтраль, заземленная через резистор». Селективность и чувствительность этой защиты обеспечивается выбором соответствующих параметров резистивного заземления и уставок РЗ.

В тех случаях, когда в качестве измерительного органа защиты от ОЗЗ используется электромеханическое токовое реле типа РТ-40, селективная работа этой защиты в режиме изолированной нейтрали (рис. 1.54) может быть обеспечена лишь в тех случаях, когда суммарный емкостной ток сети $I_{C\Sigma}$ (минимально возможный из всех режимов работы сети) существенно превышает собственный емкостной ток фидера $I_{с.фид.макс}$ (при внешнем ОЗЗ). Это условие получается из двух условий выбора тока срабатывания защиты:

- условия несрабатывания при внешнем ОЗЗ:

$$I_{с.з} \geq k_n \cdot k_{бр} \cdot I_{с.фид.макс},$$

где $k_n \approx 1,2$ (коэффициент надежности); $k_{бр} = 3 \div 5$ (коэффициент «броска», учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ, а также способность реле реагировать на него);

- условие срабатывания (чувствительности):

$$k_c = I_{C\Sigma} / I_{с.з} = 1,5 \div 2.$$

Если вместо реле РТ-40 применяется более новое полупроводниковое аналоговое реле типа РТЗ-51 в расчете тока срабатывания $I_{с.з}$ по условию несрабатывания при внешнем ОЗЗ значение $k_{бр}$ принимается меньшим: от 2 до 3.

При использовании для защиты от ОЗЗ современных цифровых реле, например серии SPACOM, в том числе SPAC-800 фирмы «АББ Автоматизация», можно принимать значение $k_{бр} = 1 \div 1,5$ (необходимо уточнить у фирмы-изготовителя).

Защита должна работать без выдержки времени.

Несмотря на меньшее влияние броска емкостного тока на работу современных реле при внешних ОЗЗ, не всегда возможно обеспечить селективность (избирательность) рассматриваемого типа ненаправленной защиты в сети с изолированной нейтралью, особенно в сетях с нестабильной первичной схемой сети и, следовательно, периодически изменяющимися значениями собственных емкостных токов отдельных фидеров и суммарного емкостного тока, а также в сети с малым количеством фидеров. Это же относится к сетям 6–10 кВ, работающим с перекомпенсацией, разрешенной «Правилами» [1]. При резонансной настройке ДГР (режим нейтрали № 2) данный принцип выполнения защиты от ОЗЗ вообще не может быть использован. Невозможно обеспечить селективную (избирательную) работу этого типа защиты в сетях с параллельно работающими фидерами 6(10) кВ и в сетях с еще более сложной конфигурацией.

В воздушных сетях 6–10 кВ рассматриваемые токовые ненаправленные защиты нулевой последовательности используются сравнительно редко, так как для включения измерительного органа защиты требуется кабельная «вставка» для включения кабельного ТТНП («Ферранти»), а также потому, что в воздушных сетях невелики значения токов $3I_0$ при ОЗЗ.

Токовые защиты нулевой последовательности используются для защиты от ОЗЗ генераторов, работающих на сборные шины, и электродвигателей 6 и 10 кВ на электростанциях и на подстанциях. Собственный емкостной ток электрических машин не столь велик, как у кабельных линий, в связи с чем условие несрабатывания защиты при внешних ОЗЗ выполняется легче, чем для кабельных линий. При необходимости допускается вводить выдержку времени (около 0,5 с), которая практически позволяет не учитывать бросок емкостного тока при ОЗЗ ($k_{бр} \approx 1,5$).

В режиме *резистивного* заземления нейтрали рассмотренная здесь токовая ненаправленная защита может иметь значительно большую чувствительность, поскольку при ОЗЗ к суммарному емкостному току сети I_{Σ} прибавляется (геометрически) активный ток резистивного заземления (рис. 1.56).

Токовая защита нулевой последовательности, ненаправленная, с обратозависимой времятоковой характеристикой типа RXIDG. Эта характеристика для цифровых реле показана на рис. 1.58.

Зависимость времени срабатывания защиты t (с) от тока $I_{O33}/I_{c.3}$ представляется следующим математическим выражением:

$$t = 5,8 - 1,35 \ln \left(\frac{I_{O33}}{k \cdot I_{c.3}} \right),$$

где t – время срабатывания, с; k – выставяемый коэффициент; I_{O33} – ток замыкания на землю при ОЗЗ (геометрическая сумма суммарного емкостного тока и активного тока резистивного заземления), А; $I_{c.3}$ – ток срабатывания защиты (первичный), А.

Ток срабатывания защиты $I_{c.3}$ выбирается так же, как указано выше, из условия несрабатывания при внешних ОЗЗ. Селективность срабатывания защиты именно на том фидере, где произошло ОЗЗ, обеспечивается за счет ее меньшего времени срабатывания t , которое соответствует большему значению суммарного тока I_{O33} по сравнению с собственными емкостными токами каждого из неповрежденных фидеров ($I_{c.фид.макс}$). После первоочередного отключения поврежденного фидера защиты всех неповрежденных фидеров автоматически возвращаются в исходное положение.

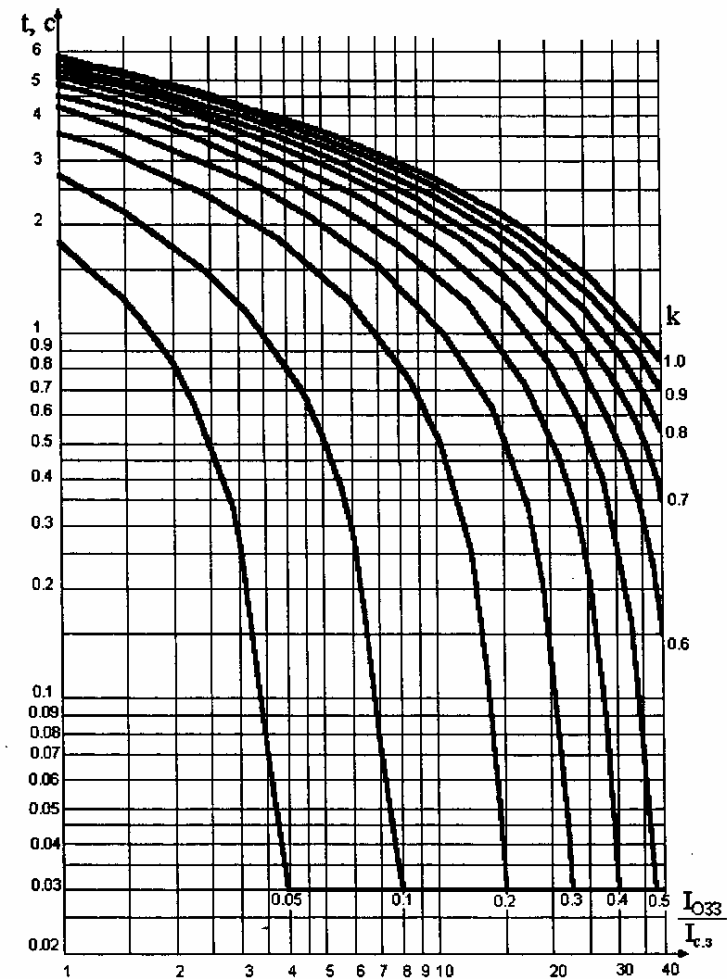


Рис. 1.58. Характеристика с обратозависимой выдержкой времени типа RXIDG

Если эта защита от ОЗЗ должна действовать только на сигнал, то необходимо выполнить специальную коммутацию для блокировки защит неповрежденных присоединений после срабатывания защиты поврежденного присоединения (см. «Энергетик», 2001, № 3, с.32).

Рассмотренные ненаправленные токовые защиты с независимой времятоковой характеристикой и с обратозависимой времятоковой характеристикой (рис. 1.58) могут обеспечивать селективное отключение фидера с ОЗЗ только при определенной конфигурации защищаемой сети 6 (10) кВ, конкретных типах реле, параметрах кабелей и других условиях, и, разумеется, при правильном выборе рабочих уставок. Однако в сетях с изолированной нейтралью с очень небольшими значениями естественных емкостных токов (рис. 1.54) и малым количеством отходящих линий, главным образом, воздушных, ненаправленные токовые защиты принципиально не могут обеспечить

селективное отключение линий с ОЗЗ. Поэтому в таких сетях могут использоваться токовые направленные защиты от ОЗЗ.

Направленные защиты типа ЗЗП-1М и ЗЗН. Направленная защита от однофазных замыканий на землю типа ЗЗП-1М предназначена для селективного отключения линий при однофазных замыканиях на землю и может применяться в сетях с суммарным емкостным током не менее 0,2 А, как указывается в информации завода-изготовителя. Однако в связи с большой вероятностью возникновения однофазных замыканий на землю на ВЛ через переходные сопротивления и с учетом некоторого запаса по чувствительности применение устройства ЗЗП-1М целесообразно в тех сетях, например 10 кВ, где минимальное значение суммарного емкостного тока по крайней мере в 2,5 – 3 раза выше, т.е. 0,5 – 0,6 А (первичных).

Токовые цепи защиты ЗЗП-1М подключаются к кабельному трансформатору тока нулевой последовательности ТТНП типа ТЗЛ (рис. 1.59, а), в связи с чем, защищаемая воздушная линия должна иметь кабельную вставку (ввод). Это является недостатком защиты ЗЗП-1М, ограничивающим ее применение.

Цепи напряжения защиты ЗЗП-1М включаются на напряжение нулевой последовательности $3U_0$, получаемое от обмотки трансформатора напряжения ТН, соединенной в «разомкнутый треугольник» (рис. 1.59, а).

Для защиты элементов ЗЗП-1М от высших гармоник, имеющих в напряжении $3U_0$, устройство следует подключать к ТН через фильтр с резонансной частотой 50 Гц, который подавляет высшие гармонические составляющие с частотой выше 50 Гц. Фильтр выпускается в виде вспомогательного устройства ВУ-1, в которое входят дроссель с регулируемым воздушным зазором и последовательно включенный конденсатор. На одно устройство ВУ-1 может быть включено до 10 устройств ЗЗП-1М. Для исключения опасного воздействия на устройства ЗЗП-1М перенапряжений, возникающих в первый момент замыкания на землю в сети 10 кВ, в схеме предусмотрена небольшая задержка в подаче напряжения $3U_0$ на устройство ЗЗП-1М с помощью максимального реле напряжения 1РН типа РН-53/60Д с уставкой 15 В, т.е. ниже, чем напряжение срабатывания устройства ЗЗП-1М. Как видно из схемы (рис. 1.59, а), напряжение $3U_0$ подается на устройства ЗЗП-1М только после срабатывания реле 1РН и замыкания его контактов.

Защита ЗЗП-1М состоит из следующих основных органов (рис. 1.59, б): согласующего устройства 1, усилителя переменного тока 2, фазочувствительного усилителя (органа направления мощности) 3, выходного реле 4 и блока питания 5. Блок питания типа БПН-11 подключается к трансформатору собственных нужд подстанции (на рис. не показано).

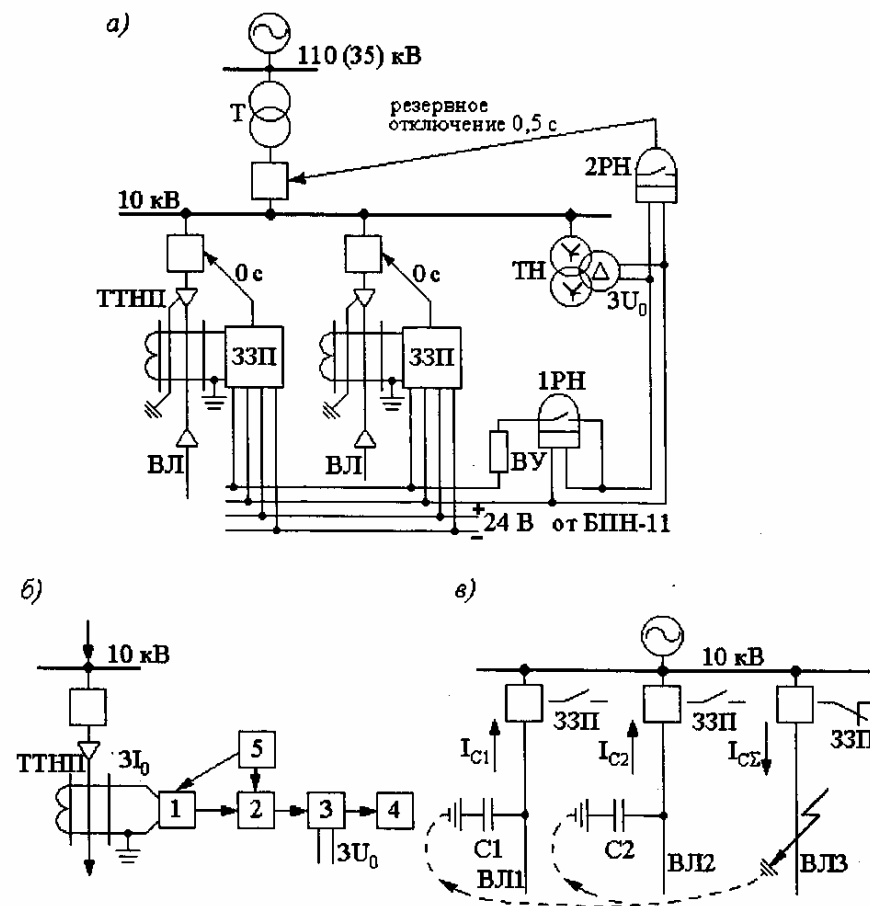


Рис. 1.59. Принципиальная схема включения (а), структурная схема (б) направленной защиты от ОЗЗ типа ЗЗП-1М и пояснение принципа ее действия при ОЗЗ на одной из ВЛ сети (в).

Таким образом, защита ЗЗП-1М представляет собой направленную токовую защиту нулевой последовательности. При однофазном замыкании на землю, например на воздушной линии 10 кВ ВЛ3 (рис. 1.59, в), токи I_{C1} , I_{C2} , определяемые емкостью фаз неповрежденных линий ВЛ1, ВЛ2 по отношению к земле, имеют условное направление к месту повреждения на линии ВЛ3 и, таким образом, по-разному направлены на поврежденной и неповрежденной линиях. На неповрежденных линиях при направлении токов I_C к шинам 10 кВ питающей подстанции защита ЗЗП-1М не срабатывает. На поврежденной линии при направлении суммарного емкостного тока $I_{C\Sigma}$ от шин подстанции к месту повреждения защита ЗЗП-1М срабатывает, если значение этого суммарного тока больше, чем ее ток срабатывания (чувствительность). Если считать, что среднее удельное значение емкостного тока для воздушных сетей 10 кВ составляет на 1 км примерно 0,028 А, то для надежного срабатывания защиты

ЗЗП-1М при минимальной ее уставке 0,2 А (первичных) необходимо, чтобы суммарная протяженность всех неповрежденных линий 10 кВ этой сети была бы не менее 20 – 25 км и соответственно суммарный емкостный ток $I_{с\epsilon} \geq 0,5 \pm 0,6$ А. Однако, если это условие не обеспечивается, например, при отключении для ремонта одной или двух линий 6 (10) кВ, защита ЗЗП-1М не сможет сработать из-за недостаточных значений суммарного емкостного тока. При этом дополнительно к линейным защитам (ЗЗП-1М) на подстанции должна быть установлена резервная неселективная максимальная защита напряжения нулевой последовательности (реле 2РН на рис. 1.59, а), которая с выдержкой времени 0,5 – 0,7 с действует на отключение питающего трансформатора (при этом должны запрещаться действия автоматики включения: АВР, АПВ). При малых значениях емкостных токов такое неселективное действие считается правильным, поскольку своим действием защита выполняет требования техники безопасности и предотвращает несчастные случаи.

С 1998 г. вместо ЗЗП-1М Чебоксарский электроаппаратный завод ЧЭАЗ выпускает усовершенствованную направленную защиту нулевой последовательности, также использующую промышленную частоту типа ЗЗН.

Защита ЗЗН предназначена для селективного отключения защищаемого присоединения при ОЗЗ в некомпенсированных сетях 3-10 кВ с первичным током замыкания на землю от 0,2 А (что соответствует минимальной суммарной длине неповрежденных кабельных линий сети 10 кВ – 0,2 км или воздушных линий – 7 км), при использовании кабельных трансформаторов ТТНП.

Защита ЗЗН состоит из двух пусковых органов (ПО) по току и по напряжению, фазочувствительного органа, которые работают по схеме «И». ЗЗН имеет три уставки по току ($0,07 \pm 0,02$ А; $0,25 \pm 0,025$ А; $2,5 \pm 0,025$ А) и три уставки по напряжению (10 В; 15 В; 20 В); встроенный блок питания; встроенное устройство экспресс-контроля; устройство сигнализации, указывающее на недопустимые небалансы в цепях тока и напряжения защиты, на наличие ОЗЗ в зоне действия защиты и на срабатывание выходного реле.

Защита ЗЗН обладает большей областью применения, чем ЗЗП-1 (ЗЗП-1М) и не обладает ее недостатками. Защита выполнена в конструктиве «Сура-2» (по информации разработчика – ВНИИЭ).

В России (и странах СНГ) широко используется режим заземления нейтрали № 2 (рис. 1.55), при котором полностью компенсируется ток $3I_0$ промышленной частоты. Для таких сетей были разработаны оригинальные защиты от ОЗЗ, основанные на измерении высших гармонических составляющих в токе ОЗЗ, получившие наименование УСЗ.

Устройства сигнализации замыканий на землю, измеряющие высшие гармонические составляющие тока при ОЗЗ. В России ЧЭАЗ выпускает два типа аналоговых устройств сигнализации замыканий на землю, измеряющих сумму высших гармоник в токе ОЗЗ:

УСЗ-2/2 – индивидуальное устройство, которое включается на ТТНП кабельного типа («Ферранти»), основанное на принципе абсолютного замера;

УСЗ-3М – групповое устройство, состоящее из прибора, который поочередно подключается к ТТНП каждого из кабелей (рис. 1.60), что дает возможность персоналу однозначно определить фидер с ОЗЗ по относительно большому показанию прибора (принцип относительного замера).

Устройство УСЗ-2/2 не нашло широкого применения из-за относительно большой стоимости, трудности выбора уставок, возможности неселективного срабатывания при дуговых ОЗЗ и других существенных недостатков.

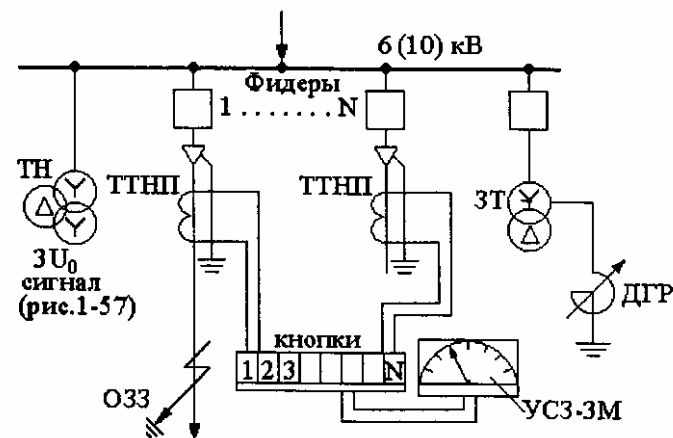


Рис. 1.60. Схема включения прибора УСЗ-3М. Кнопки с переключением без разрыва цепи

Групповое устройство УСЗ-3М, так же основанное на измерении суммы высших гармонических составляющих в токе ОЗЗ (от 150 до 650 Гц), нашло широкое применение в основном в кабельных сетях городов и промышленных предприятий. Более чем 40-летний опыт использования УСЗ-3М позволяет дать высокую оценку этому устройству, несмотря на его известные недостатки: непригодность для использования в сложных сетях с параллельными линиями, невозможность фиксации кратковременных ОЗЗ, необходимость выезда оперативного персонала на подстанцию для большого числа измерений с целью определения поврежденного фидера, что увеличивает время отыскания фидера с ОЗЗ.

Для обеспечения безопасности оперативного персонала рекомендуется установить УСЗ-3М с кнопочной стойкой вне распределительного устройства 6–10 кВ (рис. 1.60).

Таким образом, с помощью УСЗ-3М можно обнаружить только устойчивое замыкание на землю, но это не препятствует широкому применению этих устройств. Имеются разработки автоматических устройств для одновременного измерения сумм высших гармоник на всех отходящих линиях, сравнения этих значений между собой и выявления поврежденной линии. Например, в цифровом терминале защиты линии для сетей с резонансно-заземленной нейтралью SPAC 801.013 предусмотрена токовая ненаправленная защита от замыканий на землю – аналог УСЗ, измерение высших гармоник тока. Такая же функция имеется и в других новых российских цифровых реле: SPAC 810, Сириус, МБРЗ [29].

Надо отметить, что описанные устройства не имеют элемента направления, поэтому на подстанциях с малым числом линий, причем неидентичных, затруднительно обеспечить их селективную работу при ОЗЗ на какой-то из линий.

Глава вторая РАСЧЕТЫ ЗАЩИТ ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 2.1. Общие сведения

Защита силовых трансформаторов, в том числе понижающих трансформаторов распределительных сетей (с обмоткой высшего напряжения от 3 до 110 кВ), должна выполняться по «Правилам» [1, 2]. В этой главе приведены основные условия и примеры расчета уставок для токовых защит понижающих трансформаторов.

В распределительных сетях устройства релейной защиты на многих трансформаторах выполняются на переменном оперативном токе. Особенности схем и расчетов этих устройств подробно рассматриваются в этой главе.

Защита трансформаторов плавкими предохранителями не рассматривается.

В этой главе автор сознательно стремился без изменения сохранить все полезные материалы предыдущего издания, учитывая его широкое использование на практике. Наряду с этим в недавно изданной в ПЭИПК книге А.М. Александрова «Дифференциальные защиты трансформаторов» имеется много ценных сведений по новым устройствам РЗ, повторять которые в этой книге нецелесообразно.

§ 2.2. Максимальная токовая защита без пуска по напряжению и токовая отсечка

Особенности выполнения и расчета. Основные условия расчета максимальной токовой защиты для линий 6 и 10 кВ, изложенные в § 1.1, могут быть применены и для выбора уставок максимальной токовой защиты (без пуска по напряжению) понижающих трансформаторов. Выбор тока срабатывания защиты производится по выражениям (1.1) – (1.4), где только лишь коэффициент надежности согласования $k_{н.с}$ выбирается несколько большим при наличии на трансформаторе устройства регулирования напряжения тока под нагрузкой (РПН). При расчетах аварийных токов КЗ за трансформаторами с РПН, а также токов самозапуска нагрузки, следует учитывать существенные изменения сопротивлений рассеяния трансформатора ($x_{тр}$) при изменении положения регулятора РПН (см. ниже). При расчете токов КЗ и выборе уставок защит необходимо также учитывать все возможные режимы работы трансформаторов при их числе более одного, а также при наличии АВР в питаемой сети.

При установке на предыдущих (нижестоящих) линиях 6–110 кВ *дистанционных* защит согласование чувствительности (по току) максимальной токовой защиты трансформатора (автотрансформатора) без пуска по напряжению или с комбинированным пусковым органом напряжения (§ 2.3) производится с теми дистанционными защитами, чувствительность которых в зоне резервирования недостаточна [1]. Последнее характерно для распределительных сетей с относительно маломощными трансформаторами на ответвлениях и другими предыдущими элементами с большим сопротивлением.

Согласование чувствительности (по току) максимальных токовых защит с предыдущими дистанционными защитами. При согласовании необходимо обеспечить меньшую чувствительность (меньшую зону действия) токовой защиты, чем предыдущей дистанционной, при всех видах КЗ, и в том числе при КЗ через максимально возможное переходное сопротивление электрической дуги в месте повреждения. В последнем случае ток КЗ через последующую максимальную защиту возрастает по сравнению с металлическим КЗ за таким же по величине полным

сопротивлением линии и, следовательно, увеличивается ее зона действия. Однако, как известно, максимальное активное сопротивление электрической дуги в месте КЗ не может быть определено однозначно, поскольку r_n зависит от тока КЗ, а ток КЗ, в свою очередь, зависит от значения r_n [3]. Поэтому методика согласования чувствительности (по току) токовых защит с предыдущими дистанционными заключается в том, чтобы убедиться в достаточной чувствительности дистанционной защиты (обычно ее третьей степени) при КЗ в заданной зоне действия через вероятное сопротивление r_n , после чего получить право произвести согласование при металлическом КЗ. Условие согласования:

$$I_{с.з. посл} \geq k_{н.с} / k_p \left(I_{к.макс}^{(3)} + \sum_1^{(N-1)} I_{раб.макс(N-1)} \right), \quad (2-1)$$

где $k_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования (см. табл. 2.4); k_p – коэффициент токораспределения, учитывается при возможности параллельной работы питающих трансформаторов; при возможности одиночной работы трансформатора равен 1, при постоянной параллельной работе двух трансформаторов равной мощности равен 2; $I_{к.макс}^{(3)}$ – максимальное значение тока по предыдущей линии, с защитой которой производится согласование, при трехфазном КЗ через максимально возможное активное переходное сопротивление (если предыдущая дистанционная защита недостаточно чувствительна при этом) или при трехфазном металлическом КЗ в конце

зоны действия защиты; $\sum_1^{(N-1)} I_{раб.макс(N-1)}$ – геометрическая сумма максимальных

рабочих токов всех предыдущих линий, питающихся от рассматриваемого трансформатора, за исключением той линии, с защитой которой производится согласование; при однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение рабочих токов, что создает некоторый расчетный запас. У трехобмоточных трансформаторов должны учитываться рабочие токи (нагрузка) на стороне другого, низшего (или среднего), напряжения.

В выражении (2.1) ток КЗ и суммарный рабочий ток в общем случае должны складываться геометрически, поскольку углы сдвига фаз между напряжением и током при КЗ ($\varphi_k = \varphi_n$) и в режиме нагрузки ($\varphi_{раб}$) не равны между собой. Однако практика расчетов показывает, что при обычных значениях $\varphi_n \approx 55 \div 65^\circ$ для ВЛ 35 и 110 кВ для ВЛ 10 кВ еще меньше) и $\varphi_{раб} \approx 20 \div 40^\circ$ ошибка при арифметическом сложении составляет всего лишь 5 – 10% по сравнению с геометрическим сложением, причем ошибка создает расчетный запас. Поэтому в практических расчетах в формуле (2.1) производится арифметическое сложение токов КЗ и токов нагрузки.

Выполнение условия (2.1) часто приводит к необходимости увеличения тока срабатывания и, следовательно, уменьшения чувствительности максимальной токовой защиты трансформаторов, особенно небольшой мощности. Условие (2.1) может не выполняться, если максимальная токовая защита имеет пусковой орган напряжения, состоящий из трех реле напряжения, включенных на три междуфазных напряжения (рис. 2.11, б), и если произведено согласование *по напряжению* этой защиты с предыдущими дистанционными защитами [8]. Согласование максимальной токовой защиты трансформатора с предыдущими защитами как по току, так и по напряжению, рассмотрено в примере 8.

Коэффициент чувствительности. Для токовых защит стандартных трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Δ -11 и $Y/Y/\Delta$ -0-11 коэф-

коэффициент чувствительности рекомендуется определять по вторичным токам КЗ с помощью формулы (1.5); в основной зоне (на шинах низшего и среднего напряжения) требуется $k_{ч. осн} \geq 1,5$, а в зоне резервирования $k_{ч. рез} \geq 1,2$ [1]. Расчетным видом повреждения является *двухфазное КЗ за трансформатором*. В табл. 2.1 приведены выражения для определения токов в реле типовых схем максимальной защиты при двухфазном КЗ без учета токов нагрузки. *Расчетным* называется наибольший из вторичных токов, проходящий хотя бы в одном из реле защиты, при рассматриваемом виде КЗ. Для упрощения практических расчетов все токи в табл. 2.1 выражены через ток трехфазного КЗ ($I_k^{(3)}$) с учетом того, что для распределительных сетей, как правило, можно считать ток двухфазного КЗ $I_k^{(2)}$ равным $\sqrt{3} I_k^{(3)}/2$, или $0,865 I_k^{(3)}$.

Таблица 2.1

Формулы для определения расчетных токов в реле максимальных токовых защит при двухфазном КЗ

Схемы выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схемы при симметричном режиме $k_{сх}^{(3)}$	Токи в реле при двухфазном КЗ	
		в месте установки защиты или за трансформатором $Y/Y-0$ (12)	за трансформатором $Y/\Delta-11$
Полная звезда (рис. 2.1, а)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(3)}}{2 n_T}$	$I_p = \frac{I_k^{(3)}}{n_T}$
Неполная звезда с двумя реле (рис. 2.1, б)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(3)}}{2 n_T}$	$I_p = \frac{0,5 I_k^{(3)}}{n_T}$
Неполная звезда с тремя реле (третье реле включено в обратный провод рис. 2.1, в)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(3)}}{2 n_T}$	$I_p = \frac{I_k^{(3)}}{n_T}$
Треугольник с тремя реле (рис. 2.1, в)	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(3)}}{n_T}$	$I_p = \frac{1,5 I_k^{(3)}}{n_T}$
Треугольник с двумя реле (рис. 2.1, з)	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(3)}}{2 n_T}$	$I_p = \frac{1,5 I_k^{(3)}}{n_T}$
Схема включения одного реле на разность токов двух фаз А и С (рис. 1.10)	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} I_k^{(3)}}{2 n_T}$	Схема не применяется (отказывает при КЗ фаз А и В)

Примечание. $I_k^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, приведенный к напряжению той питающей стороны, где установлена рассматриваемая защита; n_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока этой защиты.

Схемы включения токовых реле максимальной защиты трансформаторов показаны на рис. 2.1. Каждая из схем имеет свою область применения, определяемую из условий наибольшей чувствительности к КЗ при наименьшем количестве реле.

Дополнительно отметим, что схему «полная звезда» (рис. 2.1, а) не следует применять для понижающих трансформаторов 110 и 220 кВ, которые когда-либо могут

работать с глухозаземленной нейтралью, поскольку при такой схеме максимальная защита реагирует на КЗ в сети 110 кВ, связанные с землей, что затрудняет выбор уставок, а иногда требует недопустимого увеличения тока или времени срабатывания защиты. Для таких трансформаторов максимальная защита выполняется по схемам на рис. 2.1, в или з.

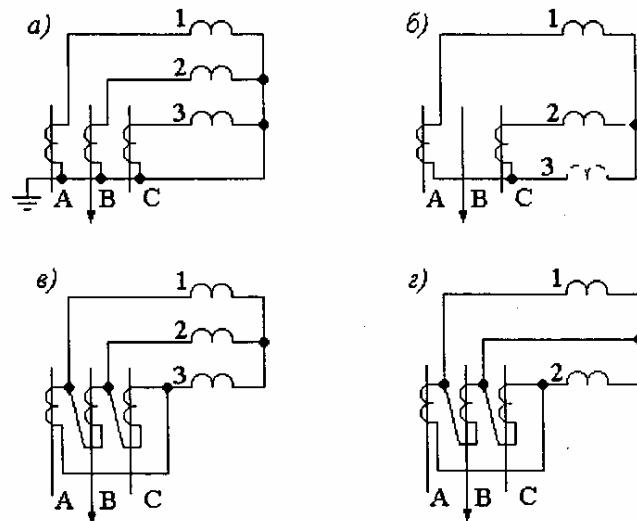


Рис. 2.1. Схемы включения реле тока максимальных токовых защит трансформаторов: а – полная звезда; б – неполная звезда с дополнительным реле 3 в обратном проводе; в – треугольник с тремя реле; з – треугольник с двумя реле

Расчетные выражения в табл. 2.1 составлены на основании векторных диаграмм полных токов в месте двухфазного КЗ и после трансформации симметричных составляющих через трансформатор со стандартной схемой соединений обмоток $Y/\Delta-11$ [3]. Векторные диаграммы, построенные без учета токов нагрузки, приведены на рис. 2.2. Коэффициент трансформации трансформатора при этом условно принят равным 1 для наглядности сравнения между собой полных фазных токов КЗ, проходящих на сторонах высшего и низшего напряжения трансформатора. Векторная диаграмма полных токов на стороне высшего напряжения трансформатора (рис. 2.2) имеет такой вид вследствие того, что при трансформации симметричных составляющих токов КЗ со стороны «треугольника» на сторону «звезды» система векторов токов прямой последовательности поворачивается на -30° , а система векторов токов обратной последовательности на $+30^\circ$ [3].

Рис. 2.1 и 2.2 наглядно показывают пути увеличения чувствительности максимальной токовой защиты. Например, добавлением одного реле (3) в схему на рис. 2.1, б можно в два раза увеличить чувствительность защиты трансформатора со схемой соединения обмоток $Y/\Delta-11$ или $\Delta/Y-11$, а применением схемы на рис. 2.1, в вместо 2.1, з – увеличить в два раза чувствительность защиты на стороне высшего напряжения трансформатора со схемой соединения обмоток $Y/Y/\Delta-0-11$ к двухфазным КЗ на стороне среднего напряжения. Наиболее просто это выполняется при использовании цифровых реле. Однако при выполнении защиты на переменном оперативном токе по схеме с дешунтированием ЭО увеличение количества реле без

увеличения количества дешунтируемых ЭО не всегда дает возможность применить эту схему из-за недостаточной чувствительности ЭО. Рассмотрим условия проверки чувствительности отдельно для реле защиты и ЭО применительно к современным типовым схемам защиты трансформаторов и в соответствии с «Правилами» [1].

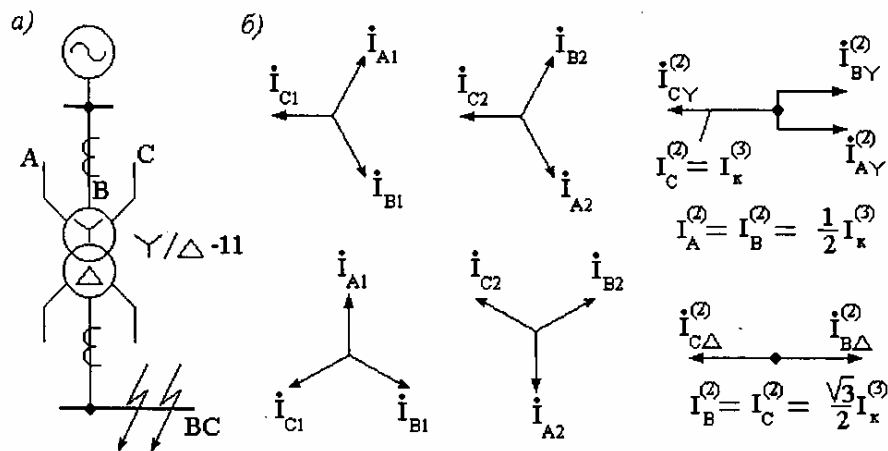


Рис. 2.2. Схема (а) и векторные диаграммы (б) токов прямой и обратной последовательностей и полных токов на сторонах высшего и низшего напряжений при двухфазном КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора со схемой соединения обмоток $Y/\Delta-11$ при коэффициенте трансформации, равном 1

Чувствительность защит трансформаторов на переменном оперативном токе, выполненных по схеме с дешунтированием ЭО и ЭВ (отключающих и включающих катушек), и расчетные условия применения этих схем. Как указывалось в § 1.1, чувствительность защит на переменном оперативном токе, выполняемых по схеме с дешунтированием отключающих катушек (рис. 1.5 и 1.21), следует проверять с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока, причем коэффициенты чувствительности вычисляются отдельно для реле защиты и ЭО. Для типовых схем защит трансформаторов, выполняемых с дешунтирующими реле типа РП-341 (рис. 1.21), проверку чувствительности измерительных органов (реле тока максимальных токовых и дифференциальных защит) и токового реле времени типа РВМ-12 (РВМ-13) достаточно произвести для режима до дешунтирования ЭО по выражению (1.5), а реле РП-341 – после дешунтирования ЭО по выражению (2.2):

$$k_{ч.з} = \frac{I_{р.мин} \left(1 - \frac{f}{100}\right)}{k_b I_{с.р}}, \quad (2.2)$$

где $I_{р.мин}$ – из табл. 2.1; f – действительная токовая погрешность трансформаторов тока после дешунтирования ЭО, %; k_b – коэффициент возврата реле типа РП-341, принимается не превышающим 0,3–0,4 и уточняется при наладке защиты; $I_{с.р}$ – ток срабатывания реле РП-341, 5 или 2,5 А. Проверка чувствительности реле тока дифференциальной и максимальной защит и реле времени РВМ-12 (РВМ-13) в режиме после дешунтирования не производится, так как реле РП-341 после срабатывания самоудерживается своими замыкающими контактами (РП1, РП2 на рис. 1.21).

Благодаря небольшому значению тока срабатывания и низкому коэффициенту возврата реле РП-341 коэффициент чувствительности по выражению (2.2) оказывается не меньше, чем в режиме до дешунтирования ЭО, даже при больших значениях f , вплоть до 60–70%. Поэтому самым важным является определение чувствительности (надежности срабатывания) ЭО или ЭВ.

Для ЭО (ЭВ) чувствительность определяется по выражению (2.2а):

$$k_{ч.ЭО} = \frac{I_{р.мин} \left(1 - \frac{f}{100}\right)}{k_y \cdot I_{с.ЭО}}, \quad (2.2a)$$

где $I_{р.мин}$ – из табл. 2.1; $I_{с.ЭО}$ – ток срабатывания ЭО (ЭВ), как правило, 5 или 3,5 А; k_y – коэффициент учитывающий уменьшение тока в ЭО по сравнению с током в измерительных реле защиты при двухфазном КЗ за защищаемым трансформатором, применяется в случаях, когда количество реле и ЭО различно (табл. 2.2); f – то же, что в выражении (2.2).

Например, для типовой схемы «треугольник с тремя реле», но с двумя ЭО (табл. 2.2) расчетный ток в реле при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Y $I_{р.мин} = \sqrt{3} I_k^{(3)} / n_t$ (табл. 2.1), а ток в ЭО – в два раза меньше, что учитывает $k_y = 2$ (табл. 2.2).

Значение действительной токовой погрешности f в выражении (2.2а) определяется при токе надежного срабатывания ЭО (не менее чем $1,4 I_{с.ЭО}$) по методике, рассмотренной в главе 1. Для встроенных трансформаторов тока (например, ТВТ-110) в ряде случаев следует определять значение полной погрешности ε , которое с запасом можно использовать в выражениях (2.2) и (2.2а), поскольку всегда $\varepsilon > f$. В свою очередь, $\varepsilon\% = I_{нам}\%$ [3].

Ток намагничивания $I_{нам}$ может быть вычислен по типовым или фактическим вольт-амперным характеристикам (или характеристикам намагничивания) трансформаторов тока. В том и в другом случаях предварительно вычисляется действующее значение напряжения на зажимах вторичной обмотки трансформатора тока $U_{2ТТ}$, необходимое для надежной работы ЭО (ЭВ) при расчетном двухфазном КЗ:

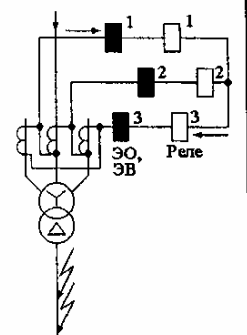
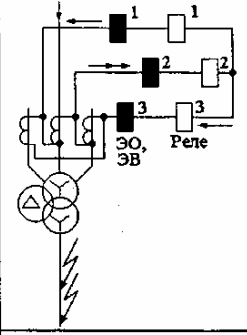
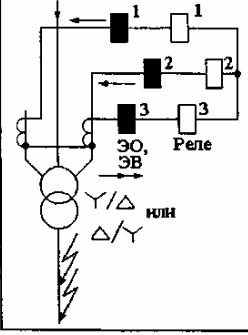

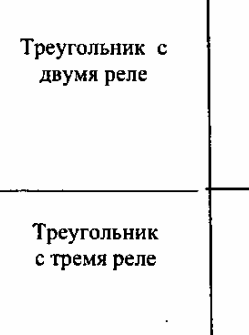
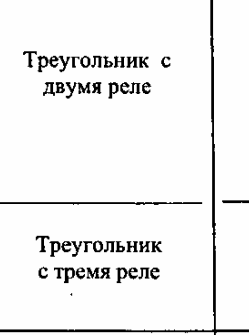
$$U_{2ТТ} = \frac{k_n I_{с.ЭО}}{k_{сх.ЭО}^{(2)}} (z_{н.расч}^{(2)} + z_{2ТТ}), \quad (2.3)$$

где $k_n = 1,4 \div 1,8$; $k_{сх.ЭО}^{(2)}$ – коэффициент схемы ЭО, значения приведены в табл. 2.2; $z_{н.расч}^{(2)}$ – расчетное сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока при двухфазном КЗ за трансформатором в режиме после дешунтирования ЭО см. § 1.5; $z_{2ТТ}$ – сопротивление вторичной обмотки трансформаторов тока. Из выражения (2.3) видно, что $U_{2ТТ}$ имеет разные значения для разных схем защиты и схем соединения обмоток защищаемого трансформатора и разных типов трансформаторов тока.

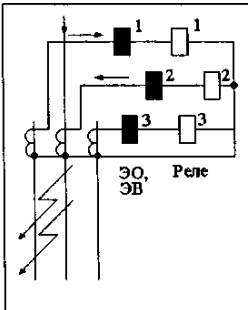
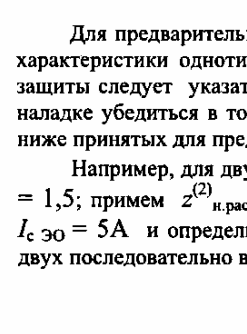
В условиях эксплуатации $I_{нам}$ определяется по фактическим вольт-амперным характеристикам: $U_{2ТТ} = f(I_{нам})$, которые снимаются у всех устанавливаемых трансформаторов тока.

Таблица 2.2

Значения коэффициентов к условиям (2.2а) и (2.3)

Схема защиты (после дешунтирования)	Наименование схемы защиты	Кол-во ЭО (ЭВ) в приводе	$k_{сх}^{(3)}$	k_y	$k_{сх.ЭО}^{(2)}$
	Треугольник с двумя реле	Два	$\sqrt{3}$	1	1,5
			$\sqrt{3}$	1	1,5
	Треугольник с тремя реле	Три	$\sqrt{3}$	1	1,5
			$\sqrt{3}$	1	1
	Треугольник с двумя реле	Два	$\sqrt{3}$	1	1
			$\sqrt{3}$	2 (худший случай)	1
	Треугольник с тремя реле	Три	$\sqrt{3}$	1	2
			$\sqrt{3}$	1	2
	Неполная звезда с двумя реле	Два	1	1	1
			1	2 (худший случай)	1
	Неполная звезда с тремя реле	Три	1	1	2
			1	1	2

Продолжение табл. 2.2

	Звезда с двумя реле	Два	1	1	1
			1	1	1
	Полная звезда с тремя реле	Три	1	1	1
			1	1	1

Для предварительных расчетов можно использовать имеющиеся вольт-амперные характеристики однотипных трансформаторов тока. При этом в задании на наладку защиты следует указать основные точки использованной характеристики, чтобы при наладке убедиться в том, что снятые фактические характеристики не расположились ниже принятых для предварительного расчета.

Например, для двухобмоточного трансформатора Υ/Δ -11 по табл. 2.2 $k_{сх.ЭО}^{(2)} = 1,5$; примем $z_{н.расч}^{(2)} = 3 r_{пр} + 3 z_p + 3 z_{ЭО} + r_{пер} = 10 \text{ Ом}$; $z_{ТТ} = 0,22 \text{ Ом}$; $I_{с ЭО} = 5 \text{ А}$ и определим по формуле (2.3) для трансформаторов тока типа ТВТ (при двух последовательно включенных вторичных обмотках):

$$U_{2ТТ} = \frac{1,4 \cdot 5}{1,5} (10 + 2 \cdot 0,22) = 49 \text{ В.}$$

По вольт-амперной характеристике: $U_{2ТТ} = f(I_{ном})$, приведенной на рис. 2.3, а, снятой для последовательно включенных вторичных обмоток двух сердечников ТВТ-110 при $n_T = 150/5$ (коэффициент трансформации 100/5 обычно не используется, так как при этом недопустимо мала мощность трансформатора тока), определяем, что $I_{ном} \approx 1 \text{ А}$. По отношению к расчетному току: $1,4 \cdot 5/1,5 = 4,66 \text{ А}$, $I_{ном} \approx 22\%$, и, следовательно, принимаем $\varepsilon = f = 22\%$. Для проверки чувствительности ЭО (ЭВ) с током срабатывания 5 А по выражению (2.2а) примем, что ток трехфазного КЗ за этим трансформатором составляет примерно $8I_{ном}$, т.е. при мощности 6,3 МВ·А ток КЗ составляет около 250 А. Ток в реле (табл. 2.1) для схемы защиты (рис. 2.1, в) $I_p = 1,5 \cdot 250/30 = 12,5 \text{ А}$. По условию (2.2а) $k_{ч ЭО} = \frac{12,5(1 - 0,22)}{5} = 1,95$, т.е. меньше, чем требуется для ЭО, дешунтируемого при

срабатывании дифференциальной защиты, для которой $k_{ч} \approx 2$, а для ЭО – должен быть на 20% выше [1]. Если этот пример расчета выполнить для трехобмоточного трансформатора $\Upsilon/\Upsilon/\Delta$ такой же мощности и таким же значением тока КЗ на стороне СН (35 кВ), то по табл. 2.1 для схемы защиты с тремя реле (рис. 2.1, в) получим ток реле $I_p = 1,73 \cdot 250/30 = 14,4 \text{ А}$. Но при расчете чувствительности ЭО (ЭВ) по выражению (2.2а) необходимо учесть $k_y = 2$ (табл. 2.2), поскольку в приводах, как правило, устанавливается лишь по два ЭО (ЭВ). Тогда $k_{ч ЭО} = \frac{14,4(1 - 0,22)}{2 \cdot 5} = 1,12$,

что недопустимо мало. Для трансформатора 10 МВ·А при тех же расчетных условиях коэффициент чувствительности ЭО (ЭВ) может быть в 1,6 раза выше, но также меньше требуемого. Даже для трансформаторов 16 МВ·А чувствительность ЭО (ЭВ) может оказаться меньше требуемой.

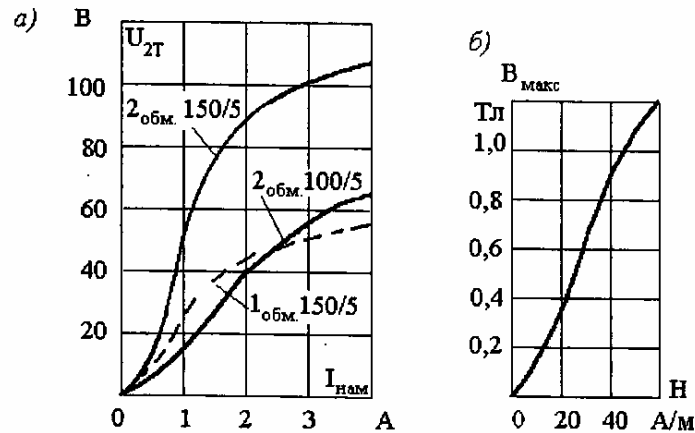


Рис. 2.3. Вольт-амперные характеристики (а) трансформаторов тока типа ТВТ-110, снятые в условиях эксплуатации, и типовая кривая намагничивания (б) стали марки 3411 ($\delta = 35$ мм), применяемой для изготовления трансформаторов тока

При недостаточной чувствительности ЭО (ЭВ) на трансформаторах 110 кВ относительно небольшой мощности либо не применяют схему защиты с дешунтированием ЭО (ЭВ), либо дополнительно к ней осуществляют включение короткозамыкателя или отключение выключателей с помощью предварительно заряженных конденсаторов. В типовых схемах защиты трансформаторов небольшой мощности используются только предварительно заряженные конденсаторы, что не является достаточно надежным. Таким образом, возможность применения схемы с дешунтированием ЭО (ЭВ) должна быть определена расчетами чувствительности по выражениям (2.2) и особенно (2.2а).

В некоторых случаях с целью применения схем с дешунтированием ЭВ для этих же трансформаторов устанавливаются более мощные (выносные) трансформаторы тока, например типа ТФН, ТФНД (новое обозначение ТФЗМ), с меньшими, как указано выше, коэффициентами трансформации, а в отдельных энергосистемах переделывают стандартные ЭВ (ЭО) для уменьшения их тока срабатывания до 3 – 3,5 А. В последнем случае надо учитывать увеличение их сопротивления. Рекомендуется выполнять дополнительную (выносную) защиту трансформатора.

При проектировании $I_{\text{нам}}$ обычно определяют по типовым характеристикам намагничивания худшего сорта стали, из которой выполняются магнитопроводы трансформаторов тока. Вычисление производится следующим образом:

1. Определяется значение максимальной магнитной индукции (в теслах) в магнитопроводе трансформатора тока:

$$B_{\text{макс}} = \frac{U_{2\text{ТТ}}}{4,44 f \omega_2 Q}, \quad (2.4)$$

где $U_{2\text{ТТ}}$ – действующее значение напряжения на вторичной обмотке трансформатора тока, необходимое для надежной работы ЭО (ЭВ) или реле при расчетном КЗ, определяется по формуле (2.3), В; f – частота, равная 50 Гц; ω_2 – действительное число витков вторичной обмотки трансформатора тока; Q – сечение магнитопровода (сердечника) трансформатора тока, м².

2. По кривой намагничивания стали трансформатора тока $B_{\text{макс}} = f(H)$ находится действующее значение напряженности поля H (в амперах на метр) в магнитопроводе трансформатора тока. При этом берется кривая намагничивания наихудшего сорта стали.

3. Определяется действующее значение тока намагничивания (в амперах), приведенное к вторичной обмотке трансформатора тока

$$I_{\text{нам}} = HL_{\text{ср}}/\omega_2, \quad (2.5)$$

где $L_{\text{ср}}$ – средняя длина магнитной силовой линии (магнитного пути) в магнитопроводе трансформатора тока, м; ω_2 – то же, что и в выражении (2.4).

Например, для трансформатора тока ТВТ-110 при $n_T = 150/5$ по данным завода-изготовителя $\omega_2 = 29$; $Q = 86 \cdot 10^{-4}$ м²; $L_{\text{ср}} = 1,62$ м. По полученному выше значению $U_{2\text{ТТ}} = 49$ В определяется по формуле (2.4) $B_{\text{макс}} = 49/(4,44 \cdot 50 \cdot 0,0086 \times 29) = 0,88$ Тл. Для последовательно включенных вторичных обмоток двух одинаковых сердечников $B_{\text{макс}} = 0,44$ Тл. По кривой намагничивания стали марки 3411 (Э310) (рис. 2.3, б) при $B_{\text{макс}} = 0,44$ Тл $H \approx 20$ А/м. Тогда по формуле (2.5) $I_{\text{нам}} = 20 \cdot 1,62/29 = 1,1$ А, т.е. несколько (на 10%) больше $I_{\text{нам}}$, определенного по фактической вольт-амперной характеристике трансформатора тока этого типа (рис. 2.3, а), что вполне вероятно, поскольку практически трансформаторы тока могут изготавливаться из лучших сортов стали, по сравнению с принятым в качестве расчетного (рис. 2.3, б).

Проверка чувствительности токовых защит трансформаторов со схемами соединения обмоток «звезда-звезда» и «треугольник-звезда с выведенной нейтралью» на стороне 0,4 кВ (Y/Y и Δ/Y). Для защит таких трансформаторов производится проверка чувствительности не только при *двухфазных* КЗ, но и при *однофазных* КЗ на землю на стороне 0,4 кВ. В табл. 2.3 приведены выражения для определения расчетных токов в реле типовых схем максимальной токовой защиты на стороне 6(10) кВ указанных трансформаторов при однофазных КЗ на землю на стороне 0,4 кВ. Расчетные выражения составлены на основании векторных диаграмм полных токов в месте однофазного КЗ и после трансформации симметричных составляющих через трансформаторы со стандартными схемами соединения обмоток Y/Y-0 и Δ/Y-11. Векторные диаграммы (рис. 2.4) построены без учета тока нагрузки. Коэффициент трансформации трансформатора при этом условно принят равным 1 для наглядности сравнения между собой полных токов КЗ, проходящих на сторонах высшего и низшего напряжений трансформатора. Векторная диаграмма полных токов на стороне высшего напряжения трансформатора Y/Y-0 (рис. 2.4, а) имеет такой вид из-за того, что симметричные составляющие нулевой последовательности не могут проходить в обмотке высшего напряжения, соединенной в звезду, поскольку одинаковое направление этих токов здесь невозможно. Поэтому полный ток в поврежденной фазе на стороне 6(10) кВ составляет $2/3$ полного тока однофазного КЗ в месте повреждения. Из векторной диаграммы токов на стороне высшего напряжения

трансформатора $\Delta/Y-11$ (рис. 2.4, б) видно, что полные токи на этой стороне в $\sqrt{3}$ раз меньше полного тока однофазного КЗ в месте повреждения. Это объясняется, во-первых, тем, что симметричные составляющие нулевой последовательности не выходят за пределы обмотки высшего напряжения трансформатора, соединенной в треугольник, и, таким образом, отсутствуют в линейных токах на этой стороне трансформатора, и, во-вторых, поворотом системы векторов токов прямой последовательности на $+30^\circ$, а системы векторов токов обратной последовательности на -30° при трансформации со стороны звезды на сторону треугольника.

При недостаточной чувствительности максимальной токовой защиты при однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ на трансформаторе дополнительно устанавливается специальная защита нулевой последовательности (см. примеры 1 и 2).

Таблица 2.3

Формулы для определения расчетных токов в реле максимальных токовых защит на стороне 6 (10) кВ при однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформаторов Y/Y и Δ/Y

Схемы выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схемы при симметричном режиме $k_{сх}^{(3)}$	Токи в реле при однофазном КЗ за трансформатором	
		$Y/Y-0$	$\Delta/Y-11$
Полная звезда (рис.2.1, а)	1	Не применяется	Не применяется
Неполная звезда с двумя реле (рис.2.1, б)	1	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{3n_T}$	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
Неполная звезда с тремя реле (третье реле включено в обратный провод рис.2.1, б)	1	$I_p = \frac{2I_k^{(1)}}{3n_T}$	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
Треугольник с тремя реле (рис. 2.1, в)	$\sqrt{3}$	Не применяется	$I_p = \frac{2I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
Треугольник с двумя реле (рис. 2.1, г)	$\sqrt{3}$	Не применяется	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
Схема включения одного реле на разность токов двух фаз А и С (рис.1.10)	$\sqrt{3}$	Схема не применяется (отказывает при однофазном КЗ фазы В)	Схема не применяется (отказывает при КЗ фаз В и С)

Примечание. $I_k^{(1)}$ – полный ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ, приведенный к напряжению питающей стороны трансформатора, где установлена максимальная токовая защита; n_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока этой защиты.

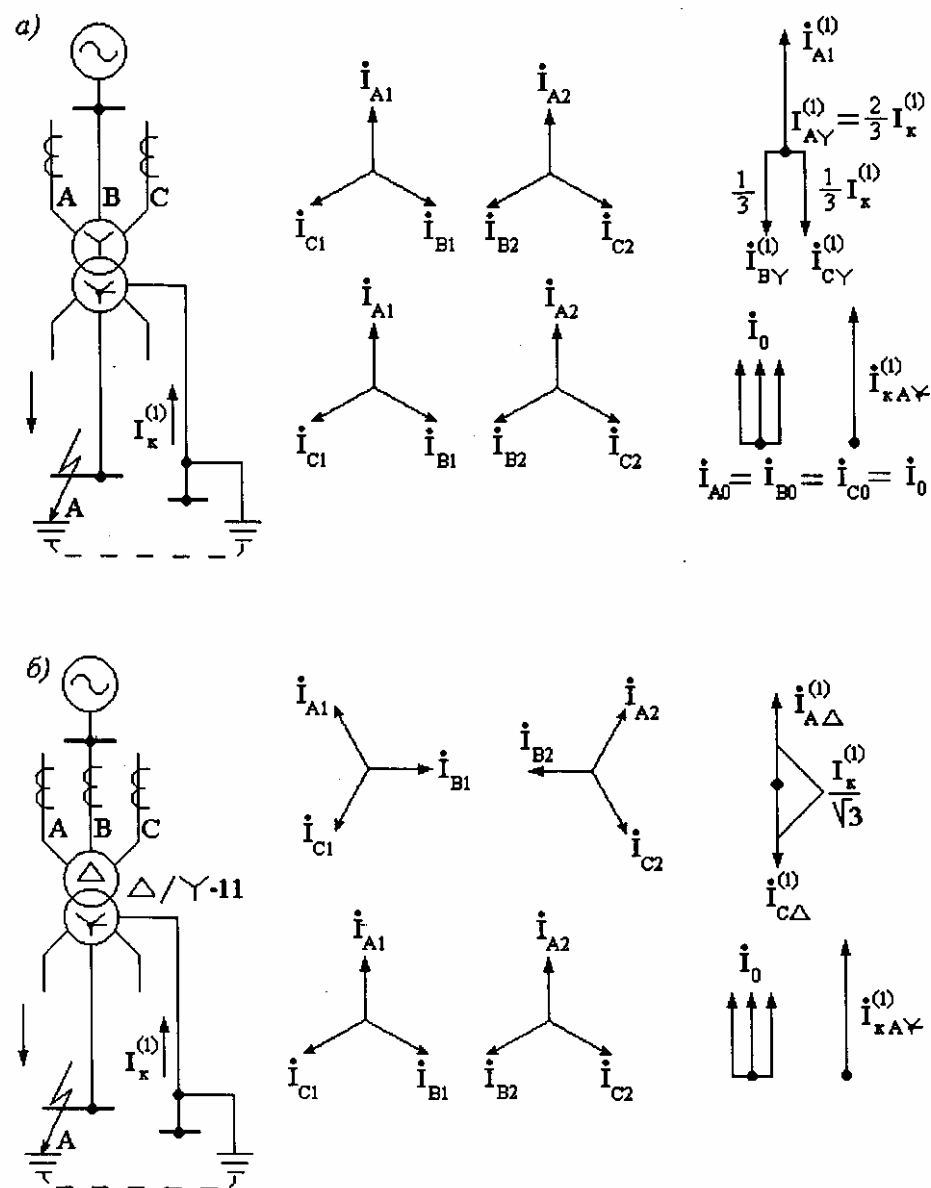


Рис. 2.4. Векторные диаграммы токов при однофазном КЗ на стороне низшего напряжения трансформаторов со схемой соединения обмоток $Y/Y-0$ (а) и $\Delta/Y-11$ (б)

Особенности расчетов токов КЗ для выбора уставок защит трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения (РПН). Как известно, на современных трансформаторах распределительных сетей 35 кВ и выше устанавливаются автоматические регуляторы напряжения, имеющие целью поддержать на шинах низшего напряжения (НН) трансформатора номинального напряжения при эксплуатационных изменениях напряжения на стороне высшего напряжения (ВН). Это достигается регулированием коэффициента трансформации трансформатора с помощью изменения напряжения, чаще всего со стороны ВН. Исключения составляют трансформаторы 110 кВ мощностью 2,5 МВ·А, у которых устройство РПН на стороне НН (ГОСТ 12965-85). При изменении напряжения регулируемой стороны ВН обратно пропорционально ему изменяется ток на этой стороне, но при использовании всех отрицательных ответвлений обмотки РПН (рис. 2.19) с номинальными напряжениями – 5% и ниже номинальный ток не должен превышать 1,05 номинального тока стороны ВН (ГОСТ 11677-85).

При регулировании напряжения на стороне ВН изменяется и сопротивление рассеяния трансформатора, отнесенное к стороне ВН ($x_{тр}$), причем характер этого изменения зависит от конструктивных особенностей трансформатора. Для понижающих трансформаторов 110 кВ общего назначения (ГОСТ 12965-85) при уменьшении коэффициента трансформации ($-\Delta U_{РПН}$) сопротивление $x_{тр}$ уменьшается по сравнению со средним его значением, а при увеличении коэффициента трансформации ($+\Delta U_{РПН}$) – увеличивается. В этом ГОСТе приведены расчетные значения напряжений КЗ (в процентах) не только для среднего положения регулятора РПН ($u_{к,ср}$), но и для его положений на крайних ответвлениях регулируемой обмотки (РО): $u_{к,мин}$ и $u_{к,макс}$. Эти значения отнесены к номинальной мощности трансформатора и напряжениям среднего и крайних ответвлений РО соответственно (см. приложение), причем крайнему «минусовому» ответвлению РО ($-\Delta U_{РПН}$) соответствует $u_{к,мин}$, а крайнему «плюсовому» ответвлению – $u_{к,макс}$. Есть примеры, когда «минусовому» ответвлению соответствует $u_{к,макс}$ и наоборот. Однако и в этих случаях «минусовому» ответвлению РО соответствует $x_{тр,мин}$ (ГОСТ 11920-85 для трансформаторов 35 кВ).

Для трансформаторов 110 и 35 кВ, у которых при $-\Delta U_{РПН}$ напряжение КЗ $u_{к}$ (в процентах) меньше среднего, а при $+\Delta U_{РПН}$ – больше среднего значения $x_{тр}$ (в омах), отнесенных к регулируемой стороне ВН, определяются по выражениям:

$$x_{тр,ср} = u_{к,ср} U_{ср,ВН}^2 / (100 S_{ном,тр}); \quad (2.6)$$

$$x_{тр,макс} = \frac{u_{к,макс} U_{макс,ВН}^2}{100 S_{ном,тр}} = \frac{u_{к,макс} [U_{ср,ВН} (1 + \Delta U_{*РПН})]^2}{100 S_{ном,тр}}; \quad (2.7)$$

$$x_{тр,мин} = \frac{u_{к,мин} U_{мин,ВН}^2}{100 S_{ном,тр}} = \frac{u_{к,мин} [U_{ср,ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100 S_{ном,тр}}, \quad (2.8)$$

где $U_{ВН}$ – напряжение на стороне ВН, кВ; $S_{ном,тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А; $\Delta U_{*РПН} = \Delta U_{РПН} / 100$ – половина полного (суммарного)

диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора ($\Delta U_{РПН}$ – в процентах). Если напряжение $U_{макс,ВН}$ по формуле (2.8) оказывается больше максимально допустимого для данной сети (табл. В-1), то $U_{макс,ВН}$ в выражении (2.8) следует принимать по табл. В-1. Величину $u_{к}$ (в процентах) для положения регулятора, соответствующего $U_{ВН} = U_{макс}$ необходимо определить или экспериментально или путем интерполяции по известным значениям $u_{к,ср}$ и $u_{к,макс}$. Для существующих понижающих трансформаторов распределительных сетей 35 и 110 кВ с достаточной точностью в практических расчетах можно принимать искомое $u_{к}$ примерно равным паспортному $u_{к,макс}$. Например, у трансформатора с коэффициентом трансформации $(115 \pm 16\%)$ кВ/11 кВ по расчету $U_{макс,ВН} = 115 (1 + 0,16) = 133,4$ кВ. Но для этой сети (табл. В.1) $U_{макс} = 126$ кВ, следовательно, в формулу (2.8) подставляется $U_{макс} = 126$ кВ. В таких случаях

$$x_{тр,макс} \approx \frac{u_{к,макс} U_{макс}^2}{100 S_{ном,тр}}. \quad (2.8a)$$

При нежелательном отсутствии паспортных данных величины $x_{тр,мин}$ и $x_{тр,макс}$ могут быть определены экспериментально. Для предварительных расчетов можно использовать параметры однотипных трансформаторов или параметры, приведенные в ГОСТ. У современных понижающих трансформаторов 110 кВ распределительных сетей с $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$ $x_{тр}$ при крайних положениях регулятора РПН может отличаться от среднего в 1,3–1,6 раза, а отношение $x_{тр,макс} / x_{тр,мин}$ может быть в пределах 2–2,5 и даже больше. У трансформаторов 35 кВ (ГОСТ 11920-85) мощностью 4 и 6 МВ·А при $\Delta U_{РПН} = \pm 9\%$ это отношение равно примерно 1,8 (для трансформаторов 35 кВ меньшей мощности это отношение значительно меньше). Очевидно, что большое различие в значениях $x_{тр}$ вызывает и значительные различия в значениях $I_{к,макс}$ и $I_{к,мин}$ – токах, протекающих по регулируемой стороне ВН при КЗ за трансформатором. Значения $I_{к,макс}^{(3)}$ необходимо для расчета $I_{с,з}$ дифференциальных защит, расчетной проверки трансформаторов тока, согласования характеристик зависимых максимальных защит и др.; расчетная схема для вычисления этого тока используется также для приближенного определения тока самозапуска нагрузки. Значения $I_{к,мин}$ необходимо для вычисления коэффициента чувствительности защит.

Вычисление максимально возможного тока КЗ $I_{к,макс}^{(3)}$ следует производить при наименьшем сопротивлении питающей системы в максимальном ее режиме ($x_{с,макс}$, отнесенном к $U_{ср}$ сети ВН) и сопротивлении $x_{тр,мин}$, вычисленном по формуле (2.7). Значения ЭДС питающей системы на стороне ВН защищаемого трансформатора при точном расчете токов КЗ должны быть получены из электрических расчетов сети во всех возможных режимах ее работы. Однако это достаточно трудно выполнить для современных сложных схем электроснабжения. Для практических расчетов токов КЗ за понижающим трансформатором можно воспользоваться известным методом наложения аварийных токов на токи нагрузки трансформатора в предаварийном режиме. В основу этого метода положено предположение о постоянстве номинального напряжения на стороне НН (или СН) трансформатора, которое обеспечивается автоматикой РПН. В целях упрощения практических расчетов определение $I_{к,макс}^{(3)}$ для выбора уставок релейной защиты понижающих трансформаторов с РПН можно производить по выражению (2.9) из работы [9]:

$$I_{к.макс.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{тр.мин})}, \quad (2.9)$$

где $U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение сети (табл. В.1).

По сравнению с расчетом методом наложения расчет по формуле (2.9) дает небольшое увеличение значения $I_{к.макс}^{(3)}$, что создаст расчетный запас.

Приведение $I_{к.макс.ВН}^{(3)}$ к нерегулируемой стороне НН следует производить не по среднему коэффициенту трансформации трансформатора, а по минимальному, соответствующему тому же крайнему положению РПН, при котором вычислялся этот ток:

$$I_{к.макс.НН}^{(3)} = I_{к.макс.ВН}^{(3)} \frac{U_{ср.ВН}(1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}}. \quad (2.10)$$

Вычисление минимального тока КЗ $I_{к.мин}^{(3)}$ следует производить при наибольшем сопротивлении питающей системы в минимальном ее режиме ($x_{с.мин}$) и наибольшем сопротивлении рассматриваемого трансформатора, вычисленном с помощью выражения (2.8) или (2.8а). Значения ЭДС питающей системы на стороне ВН защищаемого трансформатора при точном расчете токов КЗ также должны быть получены из электрических расчетов сети. Но поскольку это достаточно трудно выполнимо, для практических расчетов $I_{к.мин}^{(3)}$ также можно воспользоваться методом наложения.

В целях упрощения практических расчетов вычисления $I_{к.мин}^{(3)}$ для выбора уставок релейной защиты понижающих трансформаторов с РПН можно производить по выражению:

$$I_{к.мин.ВН}^{(3)} = \frac{U_{макс.ВН}}{\sqrt{3}(x_{с.мин} + x_{тр.макс})}, \quad (2.11)$$

где $U_{макс.ВН} = U_{ср.ВН}(1 + \Delta U_{*РПН})$, но не более $U_{макс.}$ (табл. В.1). При определении методом наложения минимально возможного тока КЗ за трансформатором ток нагрузки в доаварийном режиме считается равным нулю.

$$I_{к.мин.НН}^{(3)} = I_{к.мин.ВН}^{(3)} \frac{U_{макс.ВН}}{U_{НН}}, \quad (2.12)$$

Приведение $I_{к.мин.ВН}^{(3)}$ к нерегулируемой стороне НН следует производить с помощью коэффициента трансформации, при котором вычисляется этот ток:

где $U_{макс.ВН}$ – не более, чем указанное в табл. В.1.

Например, для понижающего трансформатора типа ТДН-16 000/110; Y/Δ-11; 16 МВ · А; (115 ± 9 · 1,78%) кВ/11 кВ известны $u_{к.ср} = 10,5\%$; $u_{к.мин} = 10\%$; $u_{к.макс} = 11\%$. Сопротивления питающей системы $x_{с.макс} = 10$ Ом; $x_{с.мин} = 20$ Ом, приведенным к напряжению 110 кВ. Необходимо определить $I_{к.мин.}^{(3)}$, $I_{к.макс.}^{(3)}$ при трехфазном КЗ за трансформатором. Для этого с помощью выражений (2.7) и (2.8а) определяются сопротивления трансформатора:

$$x_{тр.мин} = \frac{10[115(1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 16} = 57 \text{ Ом},$$

$$x_{тр.макс} = \frac{11 \cdot 126^2}{100 \cdot 16} = 114 \text{ Ом}.$$

Максимальные значения токов КЗ:

по формуле (2.9): $I_{к.макс.ВН}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3}(10 + 57)} = 950 \text{ А};$

по формуле (2.10): $I_{к.макс.НН}^{(3)} = 950 \frac{115(1 - 0,16)}{11} = 8350 \text{ А}.$

Минимальные значения токов КЗ:

по выражению (2.11): $I_{к.мин.ВН}^{(3)} = \frac{126000}{\sqrt{3}(20 + 114)} = 545 \text{ А};$

и по выражению (2.12): $I_{к.мин.НН}^{(3)} = 545 \cdot \frac{126}{11} = 6250 \text{ А}.$

Приближенный расчет тока самозапуска нагрузки для трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения (РПН). Максимальный ток самозапуска, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора с РПН ($I_{сзп.макс.ВН}^{(3)}$), определяется так же, как ток $I_{к.макс}^{(3)}$ при КЗ за сопротивлением заторможенной нагрузки при $x_{с.макс}$ и $x_{тр.мин}$ по выражению, аналогичному (2.9):

$$I_{сзп.макс.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(x_{с.макс} + x_{тр.мин} + x'_{п.сум})}, \quad (2.13)$$

где $x'_{п.сум}$ – сопротивление заторможенной нагрузки, приведенное к стороне ВН при минимальном коэффициенте трансформации трансформатора:

$$x'_{п.сум} = \frac{U_{ном.дв}}{\sqrt{3}I_{п.сум}} \left[\frac{U_{ср.ВН}(1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}} \right]^2. \quad (2.14)$$

Сопротивление *обобщенной* нагрузки ($x_{*нагр} = 0,35$), отнесенное к номинальной мощности трансформатора с РПН и минимальному напряжению его стороны ВН (при $-\Delta U_{РПН}$), определяется по выражению, аналогичному (2.7):

$$x'_{нагр} = \frac{x_{*нагр} [U_{ср.ВН}(1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{S_{ном.тр}}. \quad (2.15)$$

Здесь необходимо отметить, что имеющийся при расчете по формуле (2.13) расчетный запас учитывает, в частности, возможное увеличение тока самозапуска в случае автоматического включения под нагрузку находившегося в резерве трансформатора, у которого в этот момент регулятор РПН находится в крайнем «минусовом» положении, не соответствующем более высокому напряжению на выводах ВН.

Продолжая пример с трансформатором 16 МВ · А, определяем величину $I_{сзп.макс.ВН}^{(3)}$ по (2.13) при условии, что трансформатор может работать с полной нагрузкой и что нагрузка может быть представлена как *обобщенная* с $x_{*нагр} = 0,35$ (при отсутствии высоковольтных двигателей):

$$I_{сзп.макс.ВН}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3}(10 + 57 + 204)} = 235 \text{ А},$$

где по формуле (2.15):

$$x'_{\text{нагр}} = \frac{0,35[(1-0,16)]^2}{16} = 204 \text{ Ом.}$$

По отношению к номинальному току трансформатора при этом же положении регулятора РПН $I_{\text{ном.тр.макс}} = 85 \text{ А}$, коэффициент самозапуска $k_{\text{сзп}} = 235/85 = 2,76$. По току самозапуска определяется ток срабатывания максимальной токовой защиты без пуска по напряжению, установленной на стороне ВН, по условию (1.1). Для условий этого примера $I_{\text{с.з}} = 352 \text{ А}$ при $k_{\text{н}} = 1,2$; $k_{\text{в}} = 0,8$. При $n_{\text{т}} = 150/5$ и схеме соединения трансформаторов тока в треугольник $I_{\text{с.р}} = 20 \text{ А}$.

По табл. 2.1 $I_{\text{р}} = 1,5I_{\text{с.з}}^{(3)}/n_{\text{т}} = 1,5 \cdot 545/30 = 27 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности этой защиты $k_{\text{ч}} = 27/20 = 1,35 < 1,5$ [1].

Для сравнения выполнив тот же расчет, но без учета влияния РПН на сопротивление трансформатора, получим значительно более высокий коэффициент чувствительности. Таким образом, наличие РПН приводит к существенному увеличению значения $I_{\text{сзп}}$ и уменьшению $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$, а следовательно, к снижению чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора. Поэтому для трансформаторов с РПН, питающих нагрузку типа *обобщенной* или тем более высоковольтные двигатели, участвующие в самозапуске, оказывается необходимым, как правило, выполнять токовую защиту с пуском по напряжению.

Особенности согласования по току максимальных токовых защит трансформаторов с предыдущими защитами при наличии РПН. Как уже отмечалось, при изменении напряжения на стороне ВН в сторону уменьшения ток на этой стороне увеличивается, а на стороне НН – остается неизменным. В связи с этим следует принимать несколько большие значения коэффициента $k_{\text{н.с}}$ в выражении (1.2). В рассматриваемых случаях этот коэффициент должен быть увеличен в k раз:

$$k = \frac{1}{(1 - \Delta U_{\text{РПН}})}. \quad (2.16)$$

Однако для трансформаторов, выполненных по ГОСТ 11677-85, при использовании всех отрицательных ответвлений обмотки РПН с номинальными напряжениями – 5% и ниже номинальный ток не должен превышать 1,05 номинального тока стороны ВН. При этом условии $k = 1,05$ (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Значения $k_{\text{н.с}}$ для максимальных токовых защит понижающих трансформаторов

Тип реле защиты		Трансформаторы	
трансформаторов на стороне ВН	отходящих линий на стороне НН	без регулирования напряжения	с регулированием напряжения на стороне ВН
РТ-40	РТ-40	1,25	1,3
РТ-40	РТ-80	1,3	1,35
РТ-40	РТВ	1,4	1,45
РТВ	РТВ	1,5	1,6

Время срабатывания максимальных токовых защит ($t_{\text{с.з}}$) понижающих трансформаторов. Оно определяется из двух условий:

- селективность с защитами предыдущих и последующих элементов (§ 1.1);
- стойкость трансформатора при внешних коротких замыканиях.

По второму условию (ГОСТ 11677-85) продолжительность короткого замыкания на зажимах трансформатора не должна превышать значения $t_{\text{к}}$, которое определяется по выражению (для масляных и заполненных негорючим диэлектриком трансформаторов):

$$t_{\text{к}} = \frac{1500}{k^2}, \quad (2.17)$$

где k – значение кратности тока КЗ для основного (среднего) ответвления, причем для трансформаторов мощностью более 1 МВ·А ток КЗ должен вычисляться с учетом сопротивления питающей энергосистемы.

Однако значение $t_{\text{к}}$ и, следовательно, время срабатывания максимальной токовой защиты трансформаторов при КЗ на его зажимах ($t_{\text{с.з}}$) не должны превышать:

- 4 с – при КЗ на сторонах с номинальным напряжением 35 кВ и ниже;
- 3 с – при КЗ на сторонах с номинальным напряжением 110 кВ и выше.

Эти указания ГОСТ 11677-85 распространяются на трансформаторы, выпускаемые с 1 июля 1976 г. Для трансформаторов, выпущенных ранее, следует руководствоваться указаниями ГОСТ 11677-65.

Токовая отсечка на трансформаторах. Она выполняется, как правило, по схеме неполной звезды (рис. 2.1, б) с двумя реле. Условия расчета отсечки рассмотрены в главе 1. Определение максимального тока при КЗ за трансформатором с РПН производится по формуле (2.9).

Примеры расчета максимальной токовой защиты, токовой отсечки и специальной токовой защиты нулевой последовательности трансформаторов со схемами соединения обмоток Y/Y и Δ/Y 6(10)/0,4 – 0,23 кВ.

Пример 1. Выбираются уставки максимальной защиты, токовой отсечки на стороне 6 кВ и специальной защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ трансформатора ТМ-1 (1000 кВ·А), 6/0,4 – 0,23 кВ, $u_{\text{к}} = 5,5\%$, схема соединения Y/Y . Трансформатор подключен к шинам ЦРП промышленного предприятия (рис. 1.52).

Решение. Рассчитываются токи при трехфазном КЗ: на стороне 6 кВ – 4900 А, на стороне 0,4 кВ – 1400 А, приведенных к напряжению 6 кВ.

Рассчитывается коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки: $k_{\text{сзп}} = 2,5$.

Выбирается ток срабатывания максимальной защиты на стороне 6 кВ, выполненной по схеме неполной звезды с двумя реле РТ-85, дешунтирующими соответственно два ЭО (табл. 2.2). По условию (1.1) ток срабатывания защиты должен быть не менее 330 А при $k_{\text{н}} = 1,1$; $k_{\text{сзп}} = 2,5$; $k_{\text{в}} = 0,8$; $I_{\text{раб.макс}} = I_{\text{ном.тр}} = 96 \text{ А}$, приведенным к напряжению 6 кВ. По условию обеспечения бездействия защиты после работы АВР на стороне 0,4 кВ:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} (k_{\text{сзп}} I_{\text{раб.макс.рз}} + I_{\text{раб.макс}}) = 1,2(2,5 \cdot 0,7 \cdot 96 + 0,7 \cdot 96) = 280 \text{ А,}$$

где $I_{\text{раб. макс. рез}}$ – максимальный рабочий ток секции 0,4 кВ, которая подключается к рассматриваемому трансформатору при срабатывании устройства АВР, принимается равным $(0,65-0,7) I_{\text{ном. тр}}$; $I_{\text{раб. макс}}$ – максимальный рабочий ток рассматриваемого трансформатора, который в схеме с АВР не должен превышать $(0,65-0,7) I_{\text{ном. тр}}$, чтобы не допускать опасной перегрузки трансформатора после действия АВР.

Предварительно принимается $I_{\text{с.з}} = 330 \text{ А}$, приведенным к напряжению 6 кВ, или 4950 А, приведенным к напряжению 0,4 кВ ($345\% I_{\text{ном. тр}}$). Проверяется согласование характеристики защиты трансформатора с наиболее высокой из характеристик срабатывания предыдущих защитных устройств элементов 0,4 кВ. Для примера на карте селективности рис. 2.5, а построена защитная характеристика 1 селективного автомата Аз наиболее мощного элемента 0,4 кВ (токи приведены к напряжению 6 кВ). Характеристика 2 максимальной защиты трансформатора с реле типа РТ-85 и током срабатывания 330 А подбирается таким образом, чтобы обеспечить ступень селективности $\Delta t \geq 0,5 \text{ с}$ при всех возможных значениях токов КЗ. При этом время действия защиты 2 в независимой части не следует допускать большим, чем 0,5–1 с, чтобы не увеличивать времени срабатывания защит питающих элементов 6 кВ (последующих). При выполнении защиты 2 с реле типа РТВ следовало бы принять $t_{\text{с.з}}$ не менее 0,7 с в независимой части характеристики.

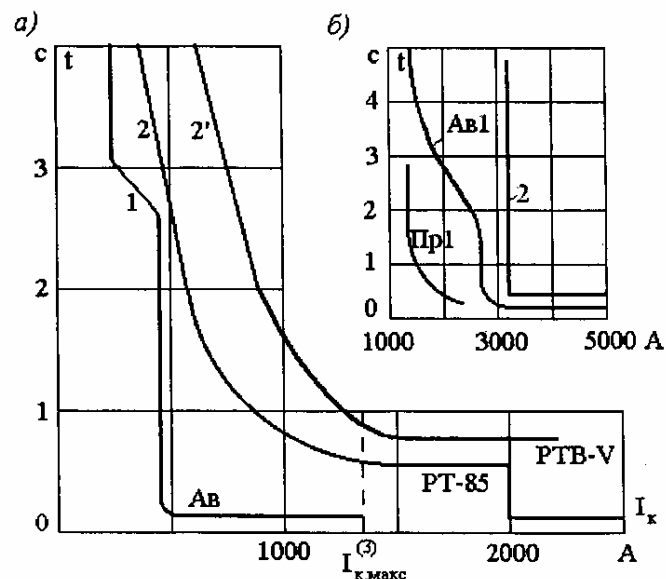


Рис. 2.5. Карты селективности к примеру 1: а – согласование характеристик максимальной токовой защиты трансформатора на стороне 6 кВ (кривые 2 и 2') и автомата на стороне 0,4 кВ (кривая 1); токи приведены к напряжению 6 кВ; б – согласование характеристики защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ трансформатора (кривая 2) и характеристик предохранителей (Pr1) и автомата (Ab1) элементов 0,4 кВ; токи отнесены к напряжению 0,4 кВ

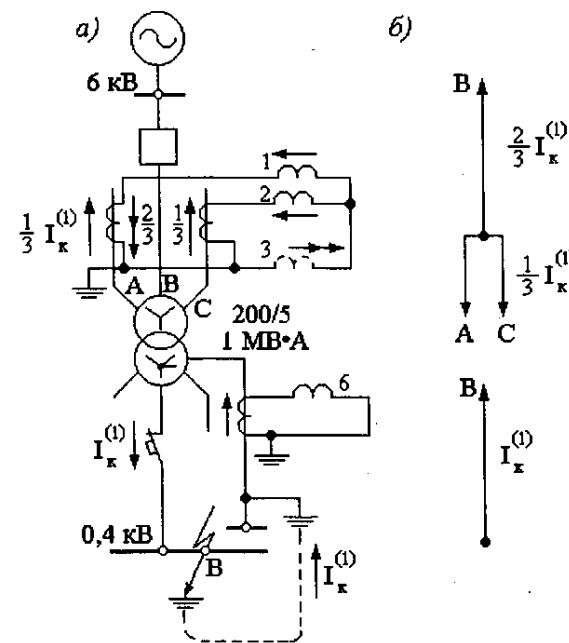


Рис. 2.6. Схема включения реле тока 1–3 и б защит (а) трансформатора с соединением обмоток Y/Y и векторные диаграммы (б) полных токов при однофазном КЗ фазы В на стороне 0,4–0,23 кВ к примеру 1

Проверяется чувствительность максимальной защиты трансформатора, выполненной по схеме неполной звезды (рис. 2.6, а).

При двухфазном КЗ за трансформатором. Расчетный ток в реле (табл. 2.1):

$$I_{\text{р. мин}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{к. мин}}^{(3)}}{2n_r} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1400}{2 \cdot 200/5} = 30 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле равен 8 А. Коэффициент чувствительности

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р. мин}}}{I_{\text{с.р}}} = 30/8 = 3,7. \text{ Для максимальных токовых защит трансформаторов с}$$

низшим напряжением 0,23–0,4 кВ наименьший коэффициент чувствительности может быть около 1,5 [1]. Однако учитывая большую вероятность возникновения КЗ через переходное сопротивление и уменьшения из-за этого значения тока КЗ, рассчитанного без переходного сопротивления, весьма желательно обеспечивать более высокий коэффициент чувствительности защиты. В ГОСТ 28249-93 приводится методика определения тока КЗ с учетом переходного сопротивления на стороне 0,4 кВ при помощи коэффициентов снижения $k_{\text{с}}$. Значения $k_{\text{с}}$ находятся в пределах 0,5–0,8 и, следовательно, желательно обеспечивать коэффициент чувствительности максимальной защиты трансформаторов 10/0,4 кВ и 6/0,4 кВ более 1,5. Однако при большой рабочей нагрузке и большом значении токов самозапуска токи срабатывания МТЗ оказываются весьма велики (в данном примере $345\% I_{\text{ном. тр}}$). Наиболее

целесообразным считается выполнение отдельной резервной защиты для подобных трансформаторов, которая по принципу действия не срабатывала бы при токах самозапуска нагрузки. Создать такую полноценную защиту на аналоговых реле не удалось. Ведутся разработки цифровой чувствительной защиты, которая была бы отстроена от токов самозапуска нагрузки (двигательной) по принципу действия [18].

При однофазном КЗ за трансформатором (рис. 2.6). Расчетный ток в реле (табл. 2.3) определяется по току однофазного металлического КЗ, который вычисляется без учета сопротивления питающей энергосистемы до места включения трансформатора и без учета переходного сопротивления в месте КЗ [1]:

$$I_k^{(1)} = \frac{3U_\phi}{(2z_{1тр} + z_{0тр})}. \quad (2.18)$$

Для трансформаторов со схемой соединения Y/Y значения $z_{0тр}$ в несколько раз больше, чем $z_{1тр}$. Это объясняется тем, что при однофазном КЗ на стороне низшего напряжения 0,4 кВ, благодаря глухозаземленной нейтрали на этой стороне, в обмотке 0,4 кВ трансформатора протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательностей (рис. 2.4, а), в то время как в обмотке 6 (10) 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, изолирующую среду, стяжные болты, что и определяет высокое значение сопротивления намагничивания этих трансформаторов, а следовательно, и $z_{0тр}$ по сравнению с $z_{1тр}$. Соответственно и ток $I_k^{(1)}$ имеет в несколько раз меньшее значение, чем ток трехфазного КЗ. По этой же причине ($z_{0тр} \gg z_{1тр}$) в выражении (2.18) не учитывается сопротивление питающей системы, которое обычно имеет небольшую величину по сравнению с сопротивлением трансформатора при однофазном КЗ. Значения этих сопротивлений для трансформаторов Y/Y различной мощности следует принимать по литературе, выпущенной после 1967 г., в которой приведены уточненные в 1968 г. значения этих сопротивлений.

Для практических расчетов выражение (2.18) представляется в следующем виде [1]:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{1/3z_{тр}^{(1)}}, \quad (2.18a)$$

$$\text{где } \frac{1}{3}z_{тр}^{(1)} = \frac{2z_{1тр} + k_0z_{1тр}}{3}. \quad (2.19)$$

В выражениях (2.18) и (2.19) $z_{1тр}$ и $z_{0тр}$ – полные сопротивления соответственно, прямой и нулевой последовательностей трансформатора; k_0 – коэффициент, показывающий, во сколько раз $z_{0тр}$ больше $z_{1тр}$; $z_{тр}^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора при рассматриваемом виде КЗ; U_ϕ – фазное напряжение (230 В для рассматриваемой сети 0,4–0,23 кВ). Значения сопротивлений $\frac{1}{3}z_{тр}^{(1)}$, отнесенные к напряжению 0,4 кВ, даны в приложении.

Для трансформатора типа ТМ-1 (1000 кВ·А) $\frac{1}{3}z_{тр}^{(1)} = 0,027$ Ом. Ток

однофазного КЗ по выражению (2.18a) $I_k^{(1)} = 230 \text{ В} / 0,027 \text{ Ом} = 8500 \text{ А}$, или 565 А, приведенным к напряжению 6 кВ, т.е. примерно в три раза меньше, чем при трехфазном КЗ.

Из табл. 2.3 и рис. 2.6 видно, что расчетные токи в реле максимальной защиты, установленной на стороне 6 кВ, при однофазном КЗ на стороне 0,4 кВ будут равны: при двухрелейной схеме защиты (реле 1, 2):

$$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{3n_r} = \frac{565}{3 \cdot 200/5} = 4,7 \text{ А.}$$

при трехрелейной схеме (реле 1-3): $I_p = 9,4 \text{ А}$.

Однако и трехрелейная схема не обеспечивает необходимого коэффициента чувствительности: $k_q^{(1)} = \frac{I_p}{I_{с.з}} = 9,4/8 = 1,18 \ll 1,5$. Поэтому дополнительно устанавливается специальная защита нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ (реле 6 на рис. 2.6, а), предназначенная для работы при однофазных КЗ на землю [1].

Выбираются ток и время срабатывания специальной защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ. Ток срабатывания выбирается по следующим условиям:

а) отстройка от наибольшего допустимого тока небаланса в нулевом проводе трансформатора Y/Y в нормальном режиме ($I_{нб} \leq 0,25I_{ном.тр}$ – ГОСТ 11677-75):

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб} \geq 0,5I_{ном.тр};$$

б) согласование чувствительности и времени с характеристиками защитных устройств электродвигателей и линий 0,4 кВ, не имеющих специальных защит нулевой последовательности, т.е. согласование с характеристиками предохранителей или максимальных расцепителей автоматов.

в) обеспечение достаточной чувствительности при однофазных КЗ на землю на стороне 0,4 кВ защищаемого трансформатора ($k_{ч.осн} \approx 2$). Следует также обеспечить резервирование защитных устройств элементов 0,4 кВ.

Для условий рассматриваемого примера $I_{ном.тр} = 1450 \text{ А}$, приведенным к напряжению 0,4 кВ. По условию п. «а» $I_{с.з} = 0,5 \cdot 1450 = 725 \text{ А}$. По условию п. «б» ток срабатывания защиты надо выбрать таким образом, чтобы обеспечить степень селективности с характеристиками защитных устройств элементов 0,4 кВ, не имеющих специальных защит нулевой последовательности.

На рис. 2.5, б построены защитные характеристики I наиболее мощных элементов 0,4 кВ, защита которых может осуществляться с помощью предохранителей (Pr) или автоматов (Ae). Очевидно, что по условию п. «б» следует принять ток срабатывания защиты нулевой последовательности 2 равным $I_{с.з} \geq 3300 \text{ А}$ при $t_{с.з} = 0,6 \text{ с}$ (рис. 2.5, б). При этом коэффициент чувствительности для основной зоны защиты

$$k_q^{(1)} = \frac{I_k^{(1)}}{I_{с.з}} = 8500/3300 = 2,6 > 1,5. \text{ Однако выбранные таким формальным образом}$$

уставки для защиты нулевой последовательности (реле 6 на рис. 2.6, а) ни в коем случае нельзя принять как рабочие. Во-первых, время срабатывания этой очень

важной защиты не следует устанавливать более 0,3 с, так как опыт эксплуатации показывает, что в сетях этого класса напряжения однофазное КЗ на землю существует лишь в короткий момент времени, а затем здесь происходит междуфазное КЗ и, следовательно, ток нулевой последовательности исчезает и защита с реле 6 не может сработать. По этой причине нежелательно выполнять реле 6 с обратозависимой времятоковой характеристикой, например типа РТ-80 (как это, к сожалению, встречается на практике).

Наряду с этим очень большое значение тока срабатывания выбранное по условию согласования чувствительности (3300 А), делает эту защиту малоэффективной, хотя, как известно, однофазные КЗ на землю являются наиболее частым видом повреждения и надо стремиться к их быстрому отключению до возникновения междуфазного КЗ в этой же точке. Следует помнить, что защита нулевой последовательности («земляная») не требует отстройки от симметричных токов пуска и самозапуска двигательной нагрузки и загружать эту защиту нецелесообразно.

Каков же путь для уменьшения тока срабатывания «земляной» защиты (реле 6 на рис. 2.6, а). Во-первых, снижение тока срабатывания рассматриваемой защиты может быть достигнуто путем выполнения на всех или хотя бы на наиболее мощных элементах 0,4 кВ (электродвигателях и линиях, питающих электродвигатели) специальных защит нулевой последовательности от КЗ на землю, (земляных), которые могут иметь небольшие токи срабатывания (100–200 А), поскольку не должны отстраиваться от режимов перегрузки. Они действуют без выдержки времени. Надо отметить, что этот путь наиболее целесообразный для российских условий. Хотя он требует определенных затрат, но они, безусловно, окупятся, о чем свидетельствует многолетний опыт эксплуатации электроустановок. Второй путь состоит в том, чтобы используя «Правила» [1], не согласовывать рассматриваемую защиту нулевой последовательности с защитами отходящих элементов 0,4 кВ, т.е. допускать неселективное отключение трансформатора 6/0,4 кВ или 10/0,4 кВ при однофазном КЗ через переходное сопротивление на каком-либо из этих элементов 0,4 кВ. Коэффициент чувствительности в зоне резервирования в этом примере не рассчитывается.

Выбирается ток срабатывания отсечки на реле РТ-85. По выражению (1.11) $I_{c.o} \geq 1,6 \cdot 1400 = 2200$ А, где $k_n = 1,6$. Кратность отсечки $2200/330 \approx 6,7$, что может быть выполнено на реле этого типа. Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ в месте установки отсечки $k_{ч}^{(2)} = 0,865 \cdot 4900/2200 = 1,93 \approx 2$, что соответствует «Правилам» [1]. При выполнении отсечки на реле другого типа, обеспечивающих более высокую точность, например РТ-40, можно принять меньшее значение: $k_n = 1,3 \div 1,4$, и тогда $I_{c.o} = 1850$ А, $k_{ч}^{(2)} = 2,3 > 2$.

Достаточно чувствительная токовая отсечка необходима для быстрого отключения КЗ на выводах 6(10) кВ и частично в самом трансформаторе, а также для снижения времени действия защит питающих элементов.

Защита 4 питающего фидера должна иметь независимую от тока характеристику, чтобы $t_{c.34} \leq 0,4 \div 0,5$ с (рис. 2.7).

Защита 4 имеет достаточную чувствительность в основной зоне: $k_{ч.осн}^{(2)} = 0,865 \cdot 4900/2860 \approx 1,5$.

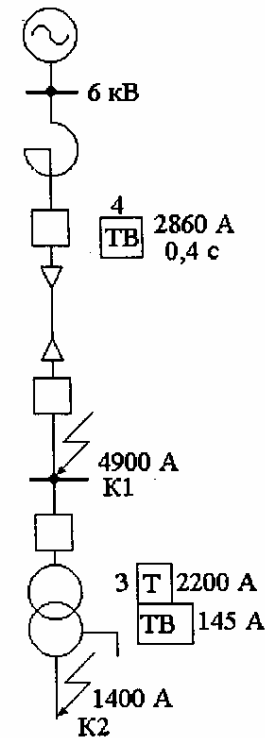


Рис. 2.7. Схема с указанием типов защит и уставок к примеру 1

При выполнении отсечки на реле типа РТ-40 $I_{c.34} = 1,3 \cdot 1850 = 2400$ А и чувствительность защиты 4 оказывается более высокой: $k_{ч.осн}^{(2)} = 1,77$; $k_{ч.рез}^{(2)} > 1,2$. Но повреждения за трансформаторами не резервируются, что допускается «Правилами» [1].

Производится расчетная проверка трансформаторов тока, проверка чувствительности реле защиты и ЭО после дешунтирования по условиям (2.2) и (2.2а), а также проверка допустимости применения реле РТ-85 по максимальному значению тока КЗ (частично этот расчет повторяет то, что рассмотрено в главе 1):

1. Проверка на 10%-ную погрешность производится при токе срабатывания отсечки (2200 А); $k_{10} = 1,1 \cdot 2200/200 = 12,1$, чему соответствует допустимое сопротивление нагрузки $z_{н.доп} = 0,7$ Ом. Фактическая расчетная нагрузка не превышает 0,7 Ом и в режиме до дешунтирования ЭО погрешность $\varepsilon < 10\%$.

2. После дешунтирования ЭО значение $z_{н.расч}$ возрастает на 2,3 Ом ($z_{ЭО}$), становится больше, чем 0,7 Ом и, следовательно, погрешность трансформаторов тока превышает 10%. Определяется действительная токовая погрешность трансформаторов тока в режиме после дешунтирования ЭО при токе надежного срабатывания токовой отсечки, т. е. при $k_{ч} \cdot I_{c.o} = 2 \cdot 2200 = 4400$ А, чему соответствует $k_{max} = 4400/200 = 22$. Допустимое значение $k_{10.доп} = 3,7$. Коэффициент $A = 22/3,7 = 6$, а $f = 73\%$,

Однако с учетом низкого коэффициента возврата электромагнитного элемента реле РТ-85 (0,3–0,4) чувствительность отсечки по выражению (2.2) практически не уменьшается после дешунтирования ЭО и, следовательно, возврата реле РТ-85 не произойдет:

$$k_{ч.з} = \frac{0,865 \cdot 4900(1 - 0,73)n_r}{n_r 0,3 \cdot 2200} = 1,74.$$

3. Производится проверка чувствительности ЭО по условию (2.2а). При токе надежного срабатывания ЭО $1,4 \cdot 5 = 7$ А предельная кратность $k_{10} = 1,4$, чему соответствует $z_{н.доп} = 7$ Ом, то есть значительно больше, чем $z_{н.расч} = 2,68$ Ом. Следовательно, $\varepsilon < 10\%$ и тем более $f < 10\%$. Для этой схемы значение $k_y = 1$ (табл. 2.2). При КЗ за трансформатором (1400 А) ток $I_{р.мин} = 0,865 \cdot 1400/40 = 30$ А (табл. 2.1). Коэффициент чувствительности ЭО по выражению (2.2а) $k_{ч.эо} = 30/5 = 6$, что значительно больше, чем требуется ($1,2 \cdot 1,5 = 1,8$).

4. Проверяется точность работы реле типа РТ-85 при максимальном токе КЗ (4900 А). По значению $z_{н.расч} = 0,38$ Ом до дешунтирования ЭО определяется $k_{10.доп} = 16$, затем $k_{макс} = 4900/200 = 24,5$ и коэффициент $A = 24,5/16 = 1,53$, при котором $f = 30\%$, что меньше допустимых 50%.

5. Максимальное значение напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока при $k_{макс} = 24,5$ после дешунтирования ЭО $U_{2.макс} = \sqrt{2} \cdot 24,5 \cdot 5 \cdot 2,68 = 463$ В, что меньше допустимого (1400 В).

6. Максимальное значение вторичного тока $I_{2к.макс} = 4900/40 = 123$ А < 150 А. Таким образом, расчеты показывают допустимость применения схемы с двумя реле РТ-85 и двумя дешунтируемыми ЭО для условий этого примера.

Для защиты рассматриваемого трансформатора могут быть использованы реле тока прямого действия: два РТВ (максимальная защита) и два РТМ (отсечка). Ток срабатывания защиты по условию (1.1) $I_{с.з} = 1,3 \cdot 2,5 \cdot 96/0,7 = 445$ А; $I_{с.р} = 445/40 = 11,1$ А. Принимая $I_{с.р} = 12$ А, получаем $I_{с.з} = 480$ А. Предварительно определяется коэффициент чувствительности $k_{ч}^{(2)} = 0,865 \cdot 1400/480 = 2,5 > 1,5$.

Ток срабатывания отсечки по условию (1.11) $I_{с.о} = 1,6 \cdot 1400 = 2200$ А, $I_{с.р} = 2200/40 = 55$ А. Предварительно $k_{ч.о} = 0,865 \cdot 4900/2200 = 1,93 \approx 2$.

Для окончательного определения коэффициента чувствительности защиты и отсечки производится расчетная проверка трансформаторов тока на 10%-ную погрешность при токе срабатывания отсечки: $k_{10} = 1,1 \cdot 2200/200 = 12$, чему соответствует $z_{н.доп} = 0,7$ Ом. Фактическое расчетное сопротивление нагрузки $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + z_{РТВ} + r_{пер}$. Сопротивление реле РТВ в приводе выключателя ВМП-10: $z_{РТВ} = 80,4/12^2 = 0,56$ Ом, где $S = 80,4$ В·А. С учетом остальных сопротивлений получаем $z_{н.расч} = 0,1 + 0,11 + 0,8 \cdot 0,56 + 0,05 = 0,71$ Ом, т.е. примерно столько же, сколько допустимо по условию $\varepsilon = 10\%$. Таким образом, $f < 10\%$. Поэтому коэффициенты чувствительности защиты и отсечки могут рассчитываться без учета погрешности трансформаторов тока. В этом примере они имеют необходимые значения (см. выше). В некоторых случаях может оказаться $f > 10\%$ и отсечка будет недостаточно чувствительной.

Время срабатывания реле РТВ в независимой части принимается равным 0,7 с (характеристика 2' на рис. 2.5, а). Селективность действия защит 1 и 2 обеспечивается при всех значениях тока КЗ.

Пример 2. Для условий предыдущего примера выбираются уставки защит такого же трансформатора, но со схемой соединения обмоток $\Delta/\sqrt{3}$ -11 (рис. 2.8).

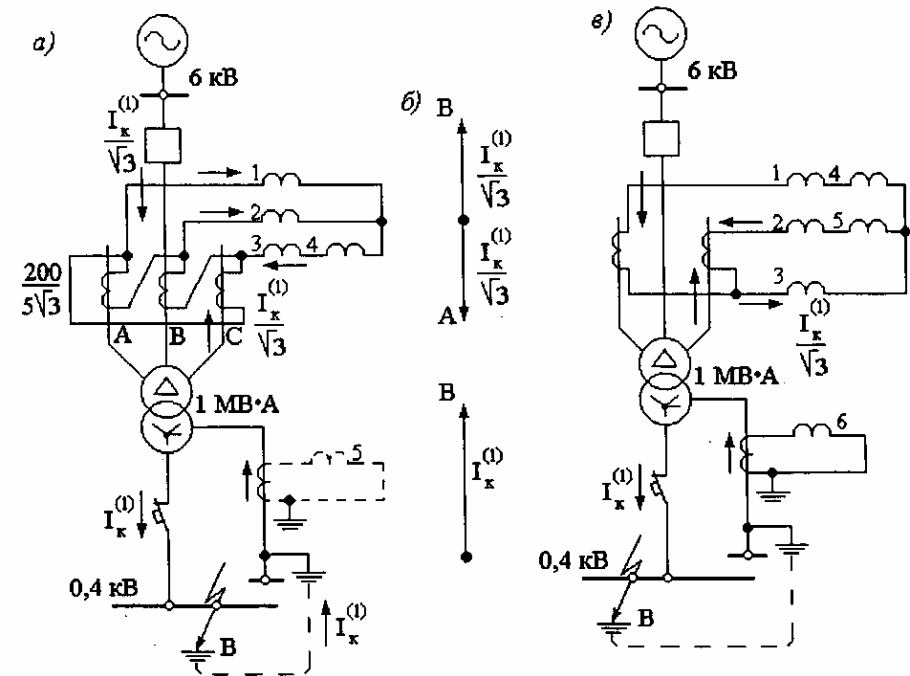


Рис. 2.8. Схема включения реле тока 1-6 (а и е) трансформатора с соединением обмоток $\Delta/\sqrt{3}$ -11 и векторные диаграммы (б) полных токов при однофазном КЗ на стороне 0,4–0,23 кВ к примеру 2

Решение. Ток срабатывания максимальной токовой защиты с реле типа РТВ выбирается так же, как в примере 1: $I_{с.з} = 445$ А. Ток срабатывания реле 1-3 максимальной защиты, выполненной по схеме рис. 2.8,а, $I_{с.р} = 445 \cdot 1,73/40 = 19,2$ А.

Ближайшая бо́льшая уставка на реле РТВ-VI равна 20 А ($I_{с.з} = 460$ А).

Проверяется чувствительность максимальной защиты.

При *двухфазном* КЗ за трансформатором расчетный ток в реле (табл. 2.1):

$$I_p = 1,5 \frac{I_k^{(3)}}{n_r} = 1,5 \frac{1400}{200/5} = 52,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности $k_{ч}^{(2)} = 52,5/20 = 2,6$.

При *однофазном* КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора со схемой соединения обмоток $\Delta/\sqrt{3}$ -11 ток $I_x^{(1)} \approx I_x^{(3)}$, поскольку у этих трансформаторов $z_{0тр} \approx z_{1тр}$. Для данного примера, следовательно, $I_x^{(1)} = 1400$ А, приведенным к напряжению 6 кВ

(причем этот ток вычислен с учетом сопротивления питающей сети). Из табл. 2.3 для схемы защиты рис. 2.8, а:

$$I_p = \frac{2I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_t} = \frac{2 \cdot 1400}{\sqrt{3} \cdot 200/5} = 40,5 \text{ А}$$

и принимается за расчетный. В двух других реле проходит по половине этого тока. Коэффициент чувствительности $k_q^{(1)} = 40,5/20 = 2$. Таким образом, $k_q^{(1)}$ в 1,3 раза меньше $k_q^{(2)}$. При двухрелейной схеме $k_q^{(1)} = 1$ (табл. 2.3).

В целях экономии одного из трех трансформаторов тока максимальная защита трансформатора Δ/Υ выполняется по схеме неполной звезды с тремя реле (так, как показано на рис. 2.8, в) или с двумя реле (если позволяет чувствительность к двухфазным КЗ). Чувствительность к однофазным КЗ у этих схем защиты одинакова (табл. 2.3), но несколько ниже (примерно на 15%), чем у схемы треугольника с тремя реле (рис. 2.8, а). Действительно, из табл. 2.3 для схемы неполной звезды

$$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_t} = \frac{1400}{\sqrt{3} \cdot 40} = 20 \text{ А. Ток срабатывания реле } I_{с.р} = 445/40 = 11 \text{ А. Если}$$

можно было бы принять эту уставку (например, при выполнении защиты с РТ-40), то $k_q^{(1)} = 20/11 = 1,8$ (вместо 2). Но для реле РТВ ток ближайшей уставки равен 12 А (выключатель ВМП-10). Тогда $k_q^{(1)} = 20/12 = 1,67$.

При двухфазном КЗ для схемы защиты с тремя реле $I_p = \frac{I_k^{(3)}}{n_t} = \frac{1400}{40} = 35 \text{ А}$ и $k_q^{(2)} = 35/12 = 2,9$. Очевидно, что схема защиты с двумя реле была бы недостаточно чувствительна.

При выполнении максимальной защиты этого же трансформатора с реле РТ-40 или РТ-80 можно принять $I_{с.з} = 320 \text{ А}$ и $I_{с.р} = 8 \text{ А}$ (пример 1). Чувствительность защит при трехрелейной схеме – 4,3, при двухрелейной – 2,15. Несмотря на это, для улучшения дальнего резервирования целесообразно выполнить защиту с тремя реле [1]. Не допускается выполнять эту защиту с пусковым органом напряжения.

Несмотря на то, что максимальная токовая защита на трансформаторах со схемой соединения обмоток Δ/Υ может быть достаточно чувствительна к однофазным КЗ на стороне 0,4 кВ, целесообразно устанавливать и специальную защиту нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ (пример 1), главным образом, для улучшения резервирования однофазных КЗ на землю в сетях 0,4 кВ. Выбор уставок этой защиты производится по тем же условиям, что и в примере 1, за исключением того, что ток срабатывания по условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе выбирается как $I_{с.з} \geq 1,2I_{ном.тр}$, поскольку нулевой провод у трансформаторов Δ/Υ рассчитан на прохождение тока до 0,75 номинального (ГОСТ 11677-85).

Выбирается ток срабатывания токовой отсечки с одним реле типа РТМ (реле 4), включенным на разность токов фаз С и В (рис. 2.8, а). Из примера 1 ток срабатывания отсечки равен 2200 А. Ток срабатывания реле

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх}^{(3)}}{n_t} = \frac{2200 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 95 \text{ А.}$$

Для определения коэффициента чувствительности отсечки при двухфазном КЗ на стороне 6 кВ вычисляется расчетный ток в реле (табл. 2.1):

$$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)}}{2n_t} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4900}{2 \cdot 200/5} = 106 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности равен 1,1, т.е. отсечка неэффективна. При установке трех реле отсечки (схема на рис. 2.1, в), как видно из табл. 2.1, можно увеличить чувствительность в два раза, но выполнение этой схемы потребует больших затрат.

При выполнении отсечки по более простой схеме – неполной звезды с двумя реле (4 и 5 на рис. 2.8, в) – $I_{с.р} = 2200/40 = 55 \text{ А}$; $k_q^{(2)} = 106/55 = 1,93$. Эта схема обычно и применяется. При выполнении этой отсечки на реле типа РТ-40 $I_{с.з} \approx 1850 \text{ А}$ (пример 1) и чувствительность отсечки значительно выше.

Расчетная проверка трансформаторов тока и проверка чувствительности с учетом действительной токовой погрешности для варианта выполнения защиты на реле прямого действия РТВ и РТМ производится, с учетом того, что устанавливаются три реле РТВ (1, 2, 3 на рис. 2.8, в) и фактическое расчетное сопротивление нагрузки $z_{н.расч} = 2r_{тр} + z_{РТМ} + 2z_{РТВ} + r_{пер}$ (при двухфазном КЗ на выводах 6 кВ трансформатора). Принимая значения сопротивлений из предыдущего примера, $z_{н.расч} = 0,1 + 0,11 + 2 \cdot 0,8 \cdot 0,56 + 0,05 = 1,15 \text{ Ом}$, что больше допустимого (0,7 Ом из предыдущего примера для $k_{10} = 1,1 \cdot 2200/200 = 12$). Следовательно, погрешность трансформаторов тока превышает 10% и это может привести к недопустимому снижению чувствительности отсечки и даже к отказу срабатывания. Для обеспечения необходимой чувствительности отсечки следует либо снизить токовую погрешность трансформаторов тока, либо выполнить защиту на реле РТ-85 (с дешунтированием ЭО) или РТ-81, РТ-40 (при наличии оперативного постоянного или выпрямленного тока), или использовать цифровые реле.

При выполнении защиты на реле РТ-85 с током срабатывания 320 А (уставка на реле 8 А) и током срабатывания отсечки 2200 А ($k_{отс} \approx 7$) могут быть установлены два реле, поскольку при этом коэффициент чувствительности 2,15 (см. выше). Расчетная проверка трансформаторов тока, проверка чувствительности реле защиты и ЭО после дешунтирования по условиям (2.2) и (2.2а), а также проверка допустимости применения реле РТ-85 по максимальному значению тока КЗ производится так же, как в примере 1.

При необходимости повышения чувствительности защиты в основной зоне и в зоне резервирования могут устанавливаться три реле РТ-85, но при этом в одном из реле (третьем, дополнительном) должна быть изменена схема внутренних соединений по сравнению с заводской. Проверка чувствительности ЭО по выражению (2.2а) должна производиться с учетом $k_y = 2$, так как обычно в приводе устанавливаются два ЭО. Таким образом, трехрелейная схема эффективна, если ток срабатывания ЭО по крайней мере в два раза меньше тока срабатывания реле защиты.

Расчетная проверка трансформаторов тока до дешунтирования ЭО производится при токе срабатывания отсечки (2200 А), так же, как в примере 1 $\varepsilon < 10\%$. После дешунтирования ЭО следует проверить чувствительность отсечки (так же, как в примере 1), и чувствительность максимальной токовой защиты с учетом

действительной токовой погрешности трансформаторов тока и коэффициента возврата реле РТ-85. Расчетным током является ток перехода характеристики РТ-85 на независимую часть, для односекундной характеристики примерно $4I_{сз} \approx 4 \cdot 320 = 1280 \text{ А}$. Расчетное сопротивление нагрузки при двухфазном КЗ за трансформатором $\Delta/Y-11$ по данным предыдущих примеров $z_{н,расч} = 3r_{пр} + 3z_p + z_{ЭО} + r_{лпр} = 0,15 + 0,3 + 2,3 + 0,05 = 2,8 \text{ Ом}$. Принимая во внимание небольшие значения сопротивлений реле РТ-85, а также соединительных проводов в комплектных распределительных устройствах 6(10) кВ по сравнению с сопротивлением ЭО, расчетное сопротивление лишь немного возросло по сравнению с сопротивлением при КЗ до трансформатора (на 0,15 Ом). При $z_{н,расч} = 2,8 \text{ Ом}$ значение $k_{10 доп} = 3,5$. Максимальная кратность тока $k_{макс} = 1280/200 = 6,4$, коэффициент $A = 6,4/3,5 = 1,9$, погрешность $f \approx 40\%$. Чувствительность защиты, определяемая по выражению (2.2), не снижается благодаря низкому значению коэффициента возврата электромагнитного элемента реле типа РТ-85.

Проверка чувствительности ЭО производится без учета погрешности трансформаторов тока, так как $\varepsilon < 10\%$ (пример 1). Коэффициент чувствительности ЭО по выражению (2.2а) при $k_y = 2$: $k_{ч ЭО} = 0,5 \cdot 35/5 = 3,5$, где $I_{р,мин}^{(3)} = 1400/40 = 35 \text{ А}$. Чувствительность выше требуемой (1,8).

Расчетная проверка точности работы реле РТ-85 и определение максимальных значений напряжения и тока производятся так же, как в примере 1.

При выполнении защиты трансформатора на постоянном оперативном токе с реле РТ-40 или РТ-81 расчетная проверка трансформаторов тока производится в соответствии с § 1.5 и состоит из проверки на 10%-ную погрешность ($\varepsilon \leq 10\%$), проверки надежности работы контактов реле РТ-40 ($f_{расч} \leq 50\%$) при $I_{к,макс} = 4900 \text{ А}$ и проверки отсутствия опасных перенапряжений при том же максимальном значении тока КЗ.

Примеры расчета максимальной токовой защиты трансформаторов со схемами соединения обмоток $Y/\Delta-11$

Пример 3. Выбираются уставки максимальной токовой защиты и токовой отсечки на понижающем двухобмоточном трансформаторе однострановой подстанции. Мощность трансформатора 4 МВ·А; напряжения КЗ $u_{к,мин} = 8,6\%$; $u_{к, ср} = 7,5\%$ и $u_{к, макс} = 7\%$; коэффициент трансформации $N = (35 \pm 9\%) \text{ кВ}/11 \text{ кВ}$. Максимальная защита состоит из двух комплектов: одного на стороне 35 кВ с действием на включение короткозамыкателя КЗ, другого – на стороне 10 кВ с действием на отключение выключателя ввода 10 кВ при КЗ на шинах подстанции (рис. 2.9). На стороне 35 кВ защита выполнена с независимой выдержкой времени по схеме неполной звезды; по этой же схеме выполнена и токовая отсечка. На стороне 10 кВ защита имеет зависимую характеристику, реле РТВ, схема – неполная звезда. Использование двух комплектов максимальных защит двухобмоточных трансформаторов на подстанциях с переменным оперативным током проще, а для осуществления ближнего резервирования – надежнее, чем выполнение одной защиты с двумя ступенями по времени. Однако защита с реле РТВ требует большего тока $I_{сз}$, чем защита с реле РТ-40, из-за меньшего коэффициента возврата [условие (1.1)], а, кроме того, условие согласования чувствительности двух комплектов максимальных защит может вызвать увеличение $I_{сз}$ у последующей защиты трансформатора. На рис. 2.9, а указаны заданные уставки защиты питающей линии 35 кВ, а также

уставки защиты одной из отходящих линий 10 кВ, имеющей наибольшие ток и время срабатывания (наиболее высокую характеристику).

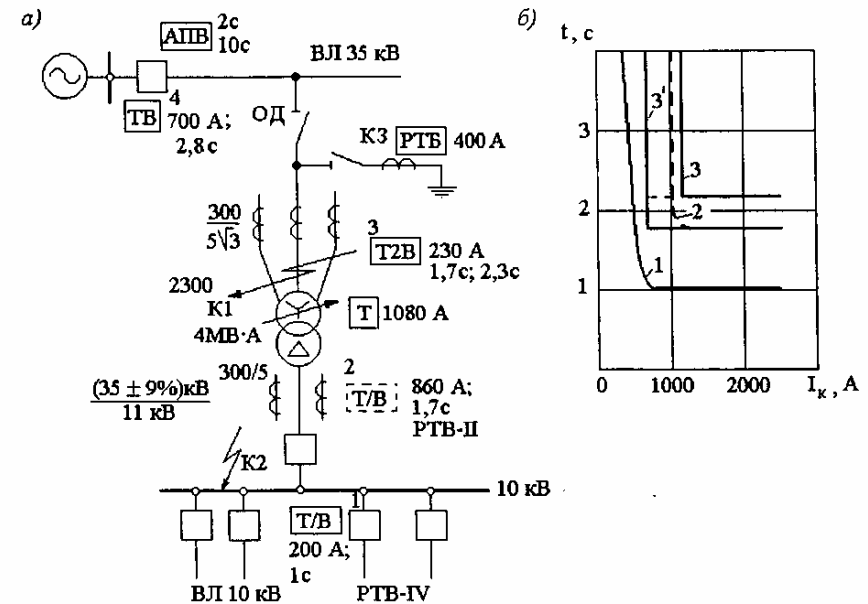


Рис. 2.9. Расчетная схема (а) с указанием типов защиты и карта селективности (б) к примеру 3: Т – токовая отсечка; Т/В – максимальная токовая защита с двумя выдержками времени с независимой характеристикой; Т/В – максимальная токовая защита с зависимой характеристикой; ОД – отделитель; КЗ – короткозамыкатель; на карте селективности токи отнесены к низшему напряжению

Решение. Рассчитываются токи трехфазного КЗ при максимальном и минимальном режимах питающей системы для точек $K1$ и $K2$, $x_{с,макс} = 8,5 \text{ Ом}$; $x_{с,мин} = 9 \text{ Ом}$. Для точки $K2$ по формулам (2.7)–(2.12) определяются:

$$x_{тр,мин} = 0,086 \cdot 31,8^2/4 = 21,7 \text{ Ом};$$

$$x_{тр,макс} = 0,07 \cdot 38,15^2/4 = 25,5 \text{ Ом};$$

$$I_{к,макс.ВН}^{(3)} = 35000/[\sqrt{3}(8,5 + 21,7)] = 670 \text{ А};$$

$$I_{к,макс.НН}^{(3)} = 670 \cdot 31,8/11 = 1936 \text{ А};$$

$$I_{к,мин.ВН}^{(3)} = 38150/[\sqrt{3}(9 + 25,5)] = 640 \text{ А};$$

$$I_{к,мин.НН}^{(3)} = 640 \cdot 38,15/11 = 2220 \text{ А}.$$

При расчете тока самозапуска нагрузки считают, что 70% мощности трансформатора составляет обобщенная нагрузка, а 30% – бытовая. Сопротивление обобщенной нагрузки в соответствии с выражением (2.15) $x'_{нагр} = 0,35 \cdot 31,8^2/(0,7 \cdot 4) = 126 \text{ Ом}$; сопротивление бытовой нагрузки при $I_{нагр} = 0,3 I_{ном,тр} = 0,3 \cdot 210 = 63 \text{ А}$ $x_{нагр} = 10500/(\sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 63) = 74 \text{ Ом}$; приведенное к стороне ВН по формуле (2.14)

$x'_{\text{нагр}} = 74 \cdot (31,8/11)^2 = 618 \text{ Ом}$. Суммарное сопротивление нагрузки $x'_{\text{нагр}} = 126 \cdot 618 / (126 + 618) = 104 \text{ Ом}$. Согласно выражению (2.13) $I_{\text{сзи, макс. ВН}} = 35000 / [\sqrt{3}(8,5 + 21,7 + 104)] = 155 \text{ А}$. По отношению к номинальному току трансформатора на стороне 35 кВ (66 А) $k_{\text{сзи}} = 155/66 = 2,35$. Ток самозапуска на стороне НН $155 \cdot 31,8/11 = 448 \text{ А}$.

Ток срабатывания защиты 2 по условию (1.1) $I_{\text{с.з2}} \geq 1,3 \cdot 448/0,65 = 900 \text{ А}$, т. е., более 400% номинального тока трансформатора на стороне НН (принято, что трансформатор загружен полностью). Подключение к трансформатору дополнительной нагрузки в результате действия АВР в сети 10 кВ в данном примере не рассматривается.

По условию согласования чувствительности защит 2 и 1 $I_{\text{с.з2}} \geq 1,5(200 + 130) = 500 \text{ А}$, где $k_{\text{н.с}} = 1,5$ для реле типа РТВ; суммарная нагрузка неповрежденных линий 10 кВ (130 А) принимается равной разности между номинальным током трансформатора (210 А) и рабочим током поврежденной линии (80 А), с защитой которой производится согласование.

Для выбранного тока срабатывания защиты 2 (900 А) при $n_{\tau} = 300/5$ определяется ток уставки реле РТВ-II, равный 15 А. Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ в точке К2 $k_{\text{ч}}^{(2)} = 0,865 \cdot 1900/900 = 1,8 > 1,5$.

Определяется время срабатывания защиты 2 из условия обеспечения ступени селективности 0,7 с защитой 1 в начале зоны действия последней. При максимальном токе КЗ 2240 А защита 1 работает в независимой части характеристики с $t_{\text{с.з1}} = 1 \text{ с}$, следовательно; $t_{\text{с.з2}} \geq 1,7 \text{ с}$. Характеристики защит 1 и 2 построены на карте селективности (рис. 2.9, б).

Ток срабатывания защиты 3 на стороне ВН по табл. 2.4 $I_{\text{с.з3}} \geq 1,45 \cdot 900 \times 11/35 = 410 \text{ А}$, приведенным к стороне 35 кВ, что составляет 620% номинального тока трансформатора на стороне ВН и является неприемлемым из-за недостаточной чувствительности к КЗ в основной зоне: $k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к. мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з3}}} = \frac{550}{410} = 1,34$ даже при трехрелейной схеме (рис. 2.1, б).

Для повышения чувствительности защиты 3 можно не согласовывать ее по току срабатывания с защитой 2, но это может приводить к излишним срабатываниям защиты 3 при КЗ в сети НН и излишним отключениям ВЛ 35 кВ при включении короткозамыкателя КЗ. Поэтому в типовых схемах максимальная токовая защита двухобмоточных трансформаторов выполняется только на стороне ВН и имеет две ступени выдержки времени, первая из которых предназначается для отключения выключателя на стороне НН, а вторая – для включения короткозамыкателя КЗ на стороне ВН. Защиту 2 с реле РТВ желательно сохранить для целей ближнего резервирования – на случай отказа защиты 3.

Реле защиты 3 включают по схеме на рис. 2.1, з (треугольник с двумя реле). Ток срабатывания для этой защиты с реле РТ-40 по условию (1.1) $I_{\text{с.з3}} = 1,2 \cdot 155/0,8 = 230 \text{ А}$ (или 730 А на стороне НН), что составляет 350% номинального тока трансформатора. Согласование чувствительности с защитами 1 отходящих линий (табл. 2.4) обеспечивается: $I_{\text{с.з3}} \geq 1,45(200 + 130) = 480 \text{ А}$. Выбирается ток срабатывания реле: $I_{\text{с.р}} = 230 \cdot 1,73/60 = 6,6 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности при

КЗ за трансформатором $k_{\text{ч}}^{(2)} = 13,7/6,6 = 2 > 1,5$, где $I_{\text{р. мин}} = 1,5 \cdot 550/60 = 13,7 \text{ А}$ (табл. 2.1). Коэффициенты чувствительности защиты в зонах дальнего резервирования в этом примере не рассматриваются.

Время срабатывания защиты 3 с независимой характеристикой определяется таким образом, чтобы при $I_{\text{к}} = I_{\text{с.з3}} = 730 \text{ А}$ обеспечивалась необходимая ступень селективности с предыдущей защитой 1, имеющей зависимую характеристику. Реле защиты 1 типа РТВ-IV при $I_{\text{к}} = 730 \text{ А}$ работают уже в независимой части характеристики (кратность тока $730/200 = 3,7$). Поэтому у защиты 3: $t_{1\text{с.з}} = 1,7 \text{ с}$ (на отключение ввода 10 кВ) и $t_{2\text{с.з}} = 2,3 \text{ с}$ (на включение короткозамыкателя). Характеристика двухступенчатой защиты 3 показана на рис. 2.9, б, выбранные уставки – на рис. 2.9, а.

Определяется ток срабатывания отсечки: $I_{\text{с.о}} \geq 1,4 \cdot 775 = 1080 \text{ А}$, приведенным к стороне ВН. Коэффициент чувствительности отсечки определяется при двухфазном КЗ в месте ее установки (точка К1) в минимальном режиме питающей системы: $k_{\text{ч}}^{(2)} = 0,865 \cdot 2300/1080 = 1,85 \approx 2 [1]$.

Производится расчетная проверка трансформаторов тока типа ТВТ-35М, встроженных во вводы трансформатора, и определяется допустимость применения схемы защиты с дешунтированием ЭВ короткозамыкателя 35 кВ:

1. Проверка на 10%-ную погрешность до дешунтирования ЭВ производится в соответствии с § 1.5 для защиты, создающей наиболее тяжелые условия для трансформаторов тока, при которых получается наименьшее значение $z_{\text{н. доп}}$. В этом примере для максимальной токовой отсечки: $k_{10} = 1,1 \cdot 1080/300 = 4$, допустимое сопротивление 4 Ом (см. кривые предельных кратностей для ТВТ-35М в приложении II). Для двух последовательно включенных одинаковых вторичных обмоток ТВТ допустимое сопротивление 8 Ом. Расчетная нагрузка для схемы соединения трансформаторов тока в треугольник: $z_{\text{н. расч}} = 3r_{\text{тп}} + 3z_{\text{р}} + r_{\text{твр}} = 3 \cdot 0,29 + 3 \cdot 0,36 + 0,05 = 2 \text{ Ом} < 8 \text{ Ом}$. Здесь $z_{\text{р}} = z_{\text{РТ.м}} + z_{\text{РТ.о}} + z_{\text{РП}} + z_{\text{РВМ}}$, где $z_{\text{РТ.м}}$, $z_{\text{РТ.о}}$ – сопротивления токовых реле типа РТ-40 максимальной защиты и отсечки, принимаются приблизительно равными: $z_{\text{р}} \approx 0,5/10^2 = 0,005 \text{ Ом}$, $z_{\text{РП}} = 10/(2,5)^2 = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление реле типа РП-341; $z_{\text{РВМ}} = 10/(2,5)^2 = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление реле времени типа РВМ-12. В некоторых типовых схемах защиты трансформаторов 110 и 35 кВ упрощенных подстанций в цепи трансформаторов тока на стороне ВН включается трехфазное реле тока типа РТ-40/Р-5 в качестве органа контроля тока трансформатора. Контакт этого реле используется в схеме автоматики отключения отделителя 110 (35) кВ в бестоковую паузу. Полное сопротивление этого реле в зависимости от проходящего по обмоткам тока (для наиболее загруженной фазы) равно 0,4 Ом при токе 7 А, 0,25 Ом при токе 15 А и 0,15 Ом при токе 25 А. В данном случае $I_{2\text{расч}} = 1080 \cdot \sqrt{3}/60 = 31 \text{ А}$ сопротивление этого реле можно принять 0,15 Ом. Суммарное сопротивление всех реле тока 0,36 Ом.

Сопротивление алюминиевых проводов при длине 40 м $r_{\text{тп}} = 40/(34,5 \cdot 4) = 0,29 \text{ Ом}$. Следовательно, $\varepsilon < 10\%$.

2. Проверка надежности работы контактов реле РТ-40 производится при максимальном значении тока КЗ в месте установки защиты (2500 А): $k_{\text{макс}} = 2500/300 = 8,3$, $k_{10} = 4$ (см. выше, п. 1), коэффициент $A = 8,3/4 = 2,1$, $f = 42\%$, что меньше допустимых 50%.

3. Проверка в режиме после дешунтирования ЭВ, когда $z_{н.расч}$ увеличивается на $3z_{ЭВ} \approx 7 \text{ Ом}$ и становится равным 9 Ом : $U_{2т} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot 5 \cdot 9 = 530 \text{ В} < 1400 \text{ В}$.

4. Максимальное значение тока, дешунтируемого контактами реле РП-341, $I_{2к.макс} = 2500 \cdot 1,73/60 = 72 \text{ А} < 150 \text{ А}$.

5. Определяется чувствительность промежуточного реле типа РП-341, реле времени РВМ-12 и ЭВ короткозамыкателя, имеющих ток срабатывания 5 А (вторичных) или 173 А , приведенных к стороне 35 кВ ($n_t = 300/5$, соединены в треугольник). Чувствительность реле времени, так же как и измерительных реле тока РТ-40, может проверяться только в режиме до дешунтирования ЭВ, поскольку после дешунтирования ЭВ усиленными контактами реле РП-341 последнее самоудерживается своими вспомогательными контактами. Поскольку до дешунтирования ЭВ погрешность трансформаторов тока не превышает 10% (п. 1), $k_4 = 13,7/5 = 2,7 > 1,5$, где ток при КЗ равен $13,7 \text{ А}$ из этого примера.

Чувствительность реле РП-341 и ЭВ проверяется по выражениям (2.2) и (2.2а) с учетом действительной погрешности трансформаторов тока после дешунтирования ЭВ, которая определяется при токах КЗ, соответствующих токам их надежного срабатывания. Для ЭВ предельная кратность $k_{10} = 1,8 \cdot 5/1,5 \cdot 5 = 1,2$ и $z_{н.доп} = 6,5 \text{ Ом}$, что меньше $z_{н.расч} = 9 \text{ Ом}$ в режиме после дешунтирования ЭВ. Следовательно, ϵ и f больше 10% .

Определение значений тока намагничивания и полной погрешности трансформаторов тока ($\epsilon > 10\%$) в режиме после дешунтирования ЭВ производится с помощью выражений (2.3)–(2.5). По выражению (2.3):

$$U_{2т} = \frac{1,8 \cdot 5(9 + 2 \cdot 0,18)}{1,5} = 56 \text{ В},$$

где $z_{н.расч} = 9 \text{ Ом}$ (см. выше); $z_{2т} = 0,18 \text{ Ом}$ для трансформаторов тока типа ТВТ-35М. Если имеется вольт-амперная характеристика, снятая у трансформаторов тока, то по ней определяется значение тока намагничивания, как показано в примере к рис. 2.3, а. Если вольт-амперные характеристики этих трансформаторов тока отсутствуют, например при проектировании, то значение тока намагничивания определяется по выражениям (2.4), (2.5) и данным завода-изготовителя. Для ТВТ-35М с $n_t = 300/5$: $\omega_2 = 39$, $Q = 46,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$, $L_{ср} = 0,88 \text{ м}$. При $U_{2т} = 56 \text{ В}$ (см. выше) определяется по (2.4) значение $B_{макс} = 56/(4,44 \cdot 50 \cdot 0,00468 \cdot 39) = 1,4 \text{ Тл}$. Для двух последовательно включенных одинаковых вторичных обмоток этого трансформатора тока $B_{макс} = 0,7 \text{ Тл}$. По типовой кривой намагничивания трансформаторной стали (рис. 2.3, б) при $B_{макс} = 0,7 \text{ Тл}$ определяется значение $H = 36 \text{ А/м}$. По выражению (2.5) ток намагничивания $I_{нам} = 36 \cdot 0,88/39 = 0,81 \text{ А}$, $\epsilon = 0,81 \cdot 100/6 \approx 15\%$. Чувствительность реле РП-341 в режиме после дешунтирования ЭВ по выражению (2.2) может не проверяться, так как благодаря низкому коэффициенту возврата этого реле (0,3–0,4) коэффициент чувствительности не снижается по сравнению с режимом до дешунтирования ЭВ даже при $f = 60\text{--}70\%$. Чувствительность ЭВ по выражению (2.2а) соответствует «Правилам» [1]:

$$k_{чЭВ} = \frac{13,7(1 - 0,15)}{1,5} = 2,3 > 1,8,$$

где $k_4 = 1$ (табл. 2.2). Таким образом, схема с дешунтированием ЭВ короткозамыкателя может быть применена.

Аналогично проверяются трансформаторы тока на стороне 10 кВ трансформатора.

Определяется ток срабатывания реле РТБ блокировки отключения отделителя ОД, которое должно надежно, с $k_4 > 2$, сработать при включении короткозамыкателя КЗ, т.е. при токе двухфазного КЗ в точке $K1$ в минимальном режиме работы системы; ток принимается равным $400\text{--}600 \text{ А}$, приведенным к стороне 35 кВ .

Пример 4. Выбираются уставки максимальной защиты трансформаторов 110 кВ двухтрансформаторной подстанции. Все необходимые данные приведены на схеме (рис. 2.10, а) и в тексте примера. Параллельная работа трансформаторов не предусматривается. Секционный выключатель 10 кВ находится в автоматическом резерве (АВР).

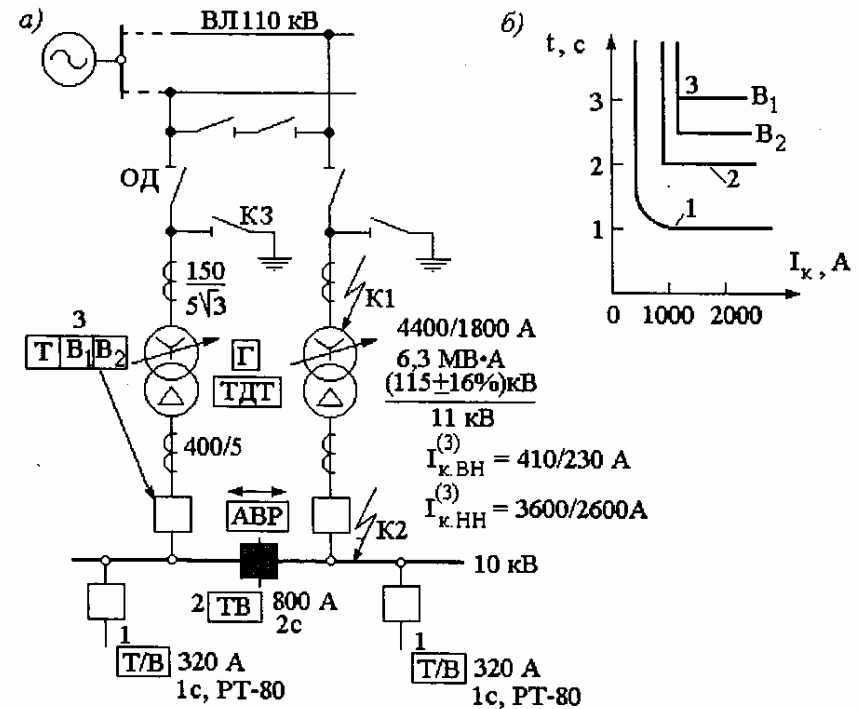


Рис. 2.10. Расчетная схема (а) с указанием типов защиты и карта селективности (б) к примеру 4: ТВ₁В₂ – максимальная токовая защита с независимой характеристикой с двумя ступенями выдержки времени; Г – газовая защита; ТДТ – дифференциальная токовая защита с торможением. На схеме для точки $K1$ токи отнесены к стороне ВН, для точки $K2$ – к сторонам ВН и НН; на карте селективности токи отнесены к сторонам НН

Решение. Рассчитываются токи трехфазного КЗ при максимальном и минимальном режимах питающей системы для точек $K1$ и $K2$ по следующим данным: $x_{с.макс} = 15 \text{ Ом}$; $x_{с.мин} = 36 \text{ Ом}$; $u_{к.макс} = 11\%$; $u_{к.мин} = 9,5\%$; $u_{к.с} = 10,5\%$. Для

точки К2 по формулам (2.7) – (2.12) определяются: $x_{тр.мин} = 0,095 \cdot 96,6^2/6,3 = 141 \text{ Ом}$; $x_{тр.макс} = 0,11 \cdot 126^2/6,3 = 277 \text{ Ом}$;

$$I_{к.макс.ВН}^{(3)} = 110\,000/[\sqrt{3}(15 + 141)] = 410 \text{ А};$$

$$I_{к.макс.НН}^{(3)} = 410 \cdot 96,6/11 = 3600 \text{ А};$$

$$I_{к.мин.ВН}^{(3)} = 126\,000/[\sqrt{3}(36 + 277)] = 230 \text{ А};$$

$$I_{к.мин.НН}^{(3)} = 230 \cdot 126/11 = 2600 \text{ А}.$$

Токи КЗ показываются на схеме на рис. 2.10, а (в числителе – максимальные, в знаменателе – минимальные).

Рассчитывается ток самозапуска нагрузки с учетом того, что нагрузка типа обобщенной ($x_{нагр} = 0,35$). Сопротивление обобщенной нагрузки, отнесенное к номинальной мощности трансформатора и наименьшему напряжению стороны ВН (96,6 кВ), по выражению (2.15) $x'_{нагр} = 0,35 \cdot 96,6^2/6,3 = 520 \text{ Ом}$. Согласно формуле (2.13):

$$I_{сзн.макс.ВН} = 110\,000/[\sqrt{3}(15 + 141 + 520)] = 94 \text{ А}.$$

По отношению к максимальному рабочему току трансформатора, равному 1,05 номинального (33 А), коэффициент $k_{сзн} = 94/33 = 2,8$. Ток самозапуска, проходящий по стороне НН, равен $94 \cdot 96,6/11 = 825 \text{ А}$.

Выбирается ток срабатывания селективной максимальной защиты с независимой характеристикой, установленной на секционном выключателе 10 кВ (СВ). Максимальный рабочий ток СВ может быть равен максимальному рабочему току любого из двух трансформаторов. В свою очередь, для каждого из трансформаторов максимальный рабочий ток при введенном АВР не должен быть более 0,65–0,7 его номинального тока. Тогда по условию (1.1) $I_{с.з2} \geq 1,1 \cdot 0,7 \cdot 825/0,8 = 800 \text{ А}$.

По условию согласования чувствительности с защитами 1 линий 10 кВ (не работающих параллельно), $I_{с.з2} \geq 1,4(320 + 150) = 660 \text{ А}$, где суммарная нагрузка неповрежденных линий определяется как разность между максимальным рабочим током секции (230 А) и рабочим током поврежденной линии (80 А), с которой производится согласование; $k_{н.с} = 1,4$ (табл. 2.4).

Проверяется коэффициент чувствительности защиты 2 в основной зоне: $k_{ч}^{(2)} = 0,865 \cdot 2600/800 = 2,8 > 1,5$ [1].

Выбирается время срабатывания защиты 2 таким образом, чтобы при ее токе срабатывания (800 А) соблюдалась ступень селективности между защитами 1 и 2. Защита 1 при токе 800 А имеет $k = 800/320 = 2,5$ и $t_{с.з1} \approx 1,3 \text{ с}$ (по типовой характеристике реле РТ-80). Тогда $t_{с.з2} = 1,3 + 0,7 = 2 \text{ с}$ (рис. 2.10, б).

Поскольку $t_{с.з2} = 2 \text{ с}$, целесообразно выполнить ускорение действия этой защиты при срабатывании АВР. Время действия защиты по цепи ускорения принимается примерно 0,5 с.

Выбирается ток срабатывания максимальной токовой защиты 3 на стороне 110 кВ трансформаторов. Защита выполняется по схеме на рис. 2.1, в или г (предстоит решить, допустима ли последняя).

По условию (1.1) с учетом того, что в некоторых режимах трансформатор может быть нагружен до $1,3I_{ном.тр}$ (при отсутствии второго трансформатора), ток срабатывания его максимальной защиты $I_{с.з3} \geq 1,1 \cdot 1,3 \cdot 94/0,8 = 170 \text{ А}$ (445% $I_{ном.тр}$).

С учетом АВР $I_{с.з3} \geq 1,2(0,7 \cdot 94 + 0,7 \cdot 33) = 107 \text{ А}$, считая, что каждый из трансформаторов загружен на 70%.

По условию согласования с защитой 2 на СВ 10 кВ (для Тр1, но аналогично и для Тр2):

$$I_{с.з3} \geq 1,3(800 \frac{11}{115} + 0,7 \cdot 330 \frac{11}{115}) = 128 \text{ А},$$

где $k_{н.с}$ – берется из табл. 2.4. В этом условии рассматривается удаленное КЗ на одной из линий, отходящей от соседней секции (питающейся через СВ), при отказе защиты или выключателя этой линии. При таком КЗ нагрузка Тр1 может оставаться примерно равной рабочей максимальной.

Таким образом, для защиты 3 принимается $I_{с.з3} = 170 \text{ А}$. Для трансформаторов тока типа ТВТ-110 принимается $n_t = 150/5$, так как при $n_t = 100/5$ мощность трансформаторов тока мала и они, как правило, не обеспечивают точную работу защиты. Тогда $I_{с.р} = 170 \cdot \sqrt{3}/30 = 9,8 \text{ А}$.

Проверяется чувствительность защиты 3 в основной зоне (при заданной раздельной работе трансформаторов).

1. При двухфазном КЗ за трансформатором (точка К2) расчетный ток в реле (рис.

2.1, в, г) в соответствии с табл. 2.1 одинаков: $I_{р.мин}^{(2)} = \frac{1,5I_{к.мин}^{(3)}}{n_t} = 1,5 \cdot 230/30 =$

$= 11,5 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности $k_{ч.осн}^2 = 11,5/9,8 = 1,17 \ll 1,5$ [1]. Поэтому на практике на подобных трансформаторах с большими пределами регулирования напряжения под нагрузкой и в связи с этим существенным различием между токами при КЗ за трансформатором, а также при $k_{сзн} > 2$ максимальная защита выполняется с пусковым органом напряжения (§ 2.3). Это обеспечивает достаточно высокую чувствительность защиты по току. Несмотря на то, что $k_{ч.осн} < 1,5$, пример продолжается в учебных целях.

2. При двухфазном КЗ на выводах 110 кВ (точка К1) расчетный ток в реле для схемы с тремя реле (рис. 2.1, в) в два раза больше, чем для схемы с двумя реле (рис. 2.1, г) – см. табл. 2.1, т.е. для схемы с тремя реле $I_{р.мин}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1800/30 = 104 \text{ А}$, для схемы с двумя реле – 52 А. Поскольку для обеих схем $k_{ч} \gg 1,5$, можно принять схему с двумя реле – рис. 2.1, г.

Время срабатывания для первой ступени защиты 3, действующей на отключение выключателя 10 кВ (рис. 2.10, а), выбирается на ступень селективности больше, чем у защиты на СВ 10 кВ, т.е. 2,4 с. Для второй ступени можно принять 2,8 с. Ступени селективности 0,4 с допускаются для защит с независимой выдержкой времени.

Определяется допустимость применения принципа дешунтирования ЭВ короткозамыкателя по выражению (2.2а), приняв ЭВ с током срабатывания 5 А. Без учета действительной токовой погрешности трансформаторов тока коэффициент чувствительности для ЭВ: $11,5/5 = 2,3$, т.е. несколько меньше, чем требуют «Правила». С учетом токовой погрешности $f \approx 20\%$ коэффициент чувствительности

снижается до 1,8. Приближенное значение токовой погрешности для трансформаторов тока типа ТВТ-110 (ТВТ-110-1) в режиме после дешунтирования ЭВ определено выше в примерах к условиям (2.3)–(2.5). Таким образом, схема с дешунтированием ЭВ (ЭО) не является достаточно надежной и в качестве источника оперативного тока обычно применяются предварительно заряженные конденсаторы.

Производится расчетная проверка трансформаторов тока на стороне 110 кВ типа ТВТ-110 (встроенных) по условиям § 1.5.

1. Проверка на 10%-ную погрешность производится по расчетным условиям ($I_{расч}$) максимальной токовой защиты, поскольку они более тяжелые, чем у дифференциальной защиты (получается меньшее допустимое значение нагрузки $z_{н.доп}$). Это вызвано особенностями кривых предельных кратностей встроенных трансформаторов тока при малых кратностях тока: на обратной ветви некоторых кривых уменьшение кратности тока k_{10} приводит к уменьшению допустимой нагрузки $z_{н.доп}$. При наибольшем токе $I_{с.з.з}$, при котором $k_{ч.осн}^{(2)} = 1,5$, т. е. $I_{с.з.з} = 130$ А (при условии, что защита дополняется пуском по напряжению – см. § 2.3), $k_{10} = 1,1 \times 130/150 \approx 1$. По кривой предельных кратностей ТВТ-110 при $n_T = 150/5$ определяется $z_{н.доп} = 0,93$ Ом. Для двух последовательно включенных одинаковых вторичных обмоток ТВТ-110 $z_{н.доп} = 1,86$ Ом.

Фактическая расчетная вторичная нагрузка для принятой схемы (рис. 2.1, з) $z_{н.расч} = 3r_{лр} + 3(z_{РТ.м} + z_{РТ.д} + z_{РП} + z_{РВ.м}) + r_{лр} = 3 \cdot 0,25 + 3(0,02 + 0,1 + 0,1 + 0,1) + 0,1 = 1,8$ Ом $< z_{н.доп}$. Сопротивления отдельных элементов определяются следующим образом. Сопротивление алюминиевых проводов при длине 35 м и сечении 4 мм² равно 0,25 Ом. Сопротивления токового реле максимальной защиты типа РТ-40/20 $z_{РТ.м} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02$ Ом (где 0,5 В·А – потребляемая мощность реле при минимальной

установке); промежуточного реле типа РП-321: $z_{РП} = \frac{S}{(2I_{с.р})^2} = 10/(2 \cdot 5)^2 = 0,1$ Ом

(где 10 В·А – потребляемая мощность при двойном токе срабатывания); реле времени типа РВМ-12 $z_{РВ.м} = 10/(2 \cdot 5)^2 = 0,1$ Ом (где мощность 10 В·А).

Сопротивление токового дифференциального реле типа ДЗТ-11 приближенно принимается $z_{РТ.д} = 0,1$ Ом.

2. Проверка надежной работы контактов таковых реле максимальной защиты. По значению $I_{к.макс} = 4400$ А (рис. 2.10, а) определяется $k_{макс} = \frac{4400}{150} = 29,5$. По величине 0,5 $z_{н.расч} = 0,5 \cdot 1,8 = 0,9$ Ом. (учитывая две последовательно включенные вторичные обмотки) по соответствующей кривой находится $k_{10} = 17$. Тогда $A = \frac{29,5}{17} = 1,74$; $f = 30\%$, т. е. надежная работа контактов обеспечивается.

3. Определяется $U_{2Т} = \sqrt{2} \cdot 29,5 \cdot 5 \cdot 1,8 = 377$ В < 1400 В.

Аналогично проверяются трансформаторы тока на стороне 10 кВ трансформатора.

§ 2.3. Максимальная токовая защита с пуском по напряжению

Особенности выполнения и расчета. Применение пуска по напряжению позволяет при выборе тока срабатывания защиты по выражению (1.1) принимать $k_{сзп} = 1$, поскольку отстройка от перегрузочных режимов обеспечивается пусковым органом напряжения. Исключение могут составлять максимальные токовые защиты трансформаторов 35 и 110 кВ с нагрузкой, состоящей из электродвигателей 6 (10) кВ. Для обеспечения бездействия защиты таких трансформаторов при близких двухфазных КЗ в питающей сети ток срабатывания максимальной защиты следует принимать не менее $2I_{ном.тр}$, чтобы отстроиться от возможного увеличения тока, потребляемого двигателями при снижении напряжения, вызванном этим двухфазным КЗ.

Типовой (комбинированный) пусковой орган напряжения (рис. 2.11, а) состоит из фильтра-реле 2 напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и минимального реле напряжения 1, включенного на одно из междуфазных напряжений через размыкающий контакт фильтра-реле. В схеме на рис. 2.11, а у реле 1 использован размыкающий контакт в предположении, что защита выполнена на постоянном оперативном токе. Для схем защиты на переменном оперативном токе у реле 1 используется замыкающий контакт.

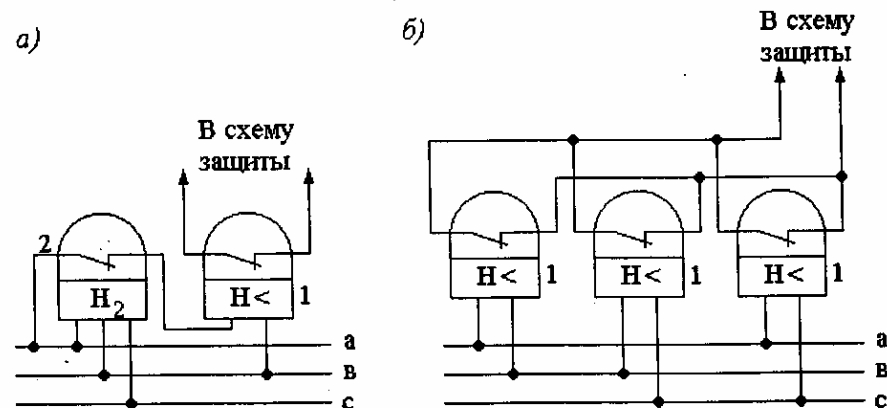


Рис. 2.11. Пусковые органы напряжения максимальных токовых защит трансформаторов: а – комбинированный пусковой орган [1]; б – пусковой орган с тремя минимальными реле напряжения

Напряжение срабатывания фильтра-реле 2 обратной последовательности типа РНФ-1М выбирается из условия обеспечения отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме:

$$U_{2с.з} = 0,06U_{ном}, \quad (2.20)$$

где $U_{2с.з}$ и $U_{ном}$ – междуфазные напряжения.

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения 1 определяется исходя из условия обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} = \frac{U_{мин}}{k_n \cdot k_b}, \quad (2.21)$$

где U_{\min} – минимальное остаточное напряжение в месте установки трансформатора напряжения, от которого питается реле, в начале самозапуска двигателей нагрузки после отключения внешнего КЗ; k_n – коэффициент надежности, может быть принят равным 1,1–1,2; k_a – коэффициент возврата реле, может быть принят равным 1,2 (для реле РН-50).

Напряжение U_{\min} может быть определено при приближенном расчете режима самозапуска. Обычно $U_{c.3} = (0,5 \div 0,65)U_{\text{ном}}$, но в практике эксплуатации имеют место случаи, когда приходится принимать $U_{c.3} = (0,4 \div 0,5)U_{\text{ном}}$. Однако такое снижение чувствительности должно использоваться только при необходимости (например, для согласования по чувствительности с предыдущими защитами), так как при этом ухудшаются условия согласования для защит последующих (питающих) элементов: максимальных токовых, а также дистанционных, особенно с ненаправленными реле сопротивления. Ниже $0,4U_{\text{ном}}$ уставку выбирать опасно, поскольку защита может отказать при КЗ на защищаемых шинах через переходное сопротивление.

Питание пусковых органов напряжения защит понижающих трансформаторов осуществляется от трансформаторов напряжения, установленных на сторонах среднего и низшего напряжений. При этом, чувствительность реле 1 и 2 при выбранных по формулам (2.20) и (2.21) уставках с большим запасом обеспечивается при всех видах КЗ на шинах соответственно среднего и низшего напряжений.

Коэффициент чувствительности при КЗ в зоне резервирования для реле 2:

$$k_{\text{чн}2} = \frac{U_2}{U_{2c.3}}, \quad (2.22)$$

где U_2 – междуфазное напряжение обратной последовательности в месте установки трансформатора напряжения, от которого питается фильтр-реле, при металлическом КЗ между двумя фазами в расчетной точке в режиме, при котором указанное напряжение имеет наименьшее значение; $U_{2c.3}$ – напряжение срабатывания, берется из выражения (2.20).

Для минимального реле напряжения 1 (рис. 2.11, а) коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{чн}} = \frac{U_{c.3} \cdot k_a}{U_{\text{ост}}}, \quad (2.23)$$

где $U_{\text{ост}}$ – междуфазное напряжение в месте установки трансформатора напряжения, от которого питаются реле, при металлическом трехфазном КЗ в расчетной точке, когда указанное напряжение имеет наибольшее значение; $U_{c.3}$ – напряжение срабатывания, берется из выражения (2.21); $k_a > 1$ – коэффициент возврата реле (учитывается благодаря тому, что в момент возникновения трехфазного КЗ кратковременно появляется напряжение обратной последовательности, срабатывает реле 2 и тогда реле 1 работает «на возврате»).

Для резервных защит требуется $k_{\text{чн}} \geq 1,2$ [1]. Для другого варианта выполнения пускового органа (рис. 2.11, б) в выражении (2.23) коэффициент возврата не учитывается:

$$k_{\text{чн}} = \frac{U_{c.3}}{U_{\text{ост}}}. \quad (2.23a)$$

Сравнивая варианты пусковых органов (рис. 2.11, а и б), легко убедиться, что типовой пусковой орган обеспечивает большую чувствительность защиты при симметричных КЗ, еще значительно большую чувствительность при несимметричных КЗ и, кроме того, состоит из меньшего числа реле. Недостатком схемы на рис. 2.11, а является возможность срабатывания при кратковременном появлении несимметрии напряжения, например при включении выключателя от схемы АВР. Для устранения этого недостатка работа защиты по цепи ускорения после АВР должна происходить с временем 0,5 с или больше.

Кроме того, применение комбинированного пускового органа напряжения не освобождает от необходимости согласования по току максимальных защит трансформатора и защит отходящих линий, не имеющих пуска по напряжению. Это объясняется тем, что при несимметричных КЗ в питаемой сети комбинированный пусковой орган из-за своей высокой чувствительности по напряжению обратной последовательности имеет, как правило, значительно большую зону действия, чем максимальные (и дистанционные) защиты отходящих линий. В то же время меньшая чувствительность пускового органа из трех реле напряжения (рис. 2.11, б) может быть при необходимости использована для совместного – по току и по напряжению – согласования чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора с предыдущими максимальными токовыми защитами сильно нагруженных линий, с которыми согласование лишь по току невозможно [8]. Один из таких случаев рассмотрен в примерах 6 и 7.

Наряду с этим пусковой орган из трех реле напряжения (рис. 2.11, б) позволяет весьма просто и во всех случаях обеспечить согласование чувствительности (по напряжению) максимальной токовой защиты трансформатора с предыдущими дистанционными защитами, в то время как согласование по току этих защит, выполняемое с учетом электрической дуги, является приближенным и не всегда осуществимым [8]. Согласование по напряжению, очевидно, является вполне достаточным, поскольку при бездействии пускового органа напряжения максимальная токовая защита в целом не срабатывает. Согласование по напряжению может выполняться при металлическом КЗ, поскольку наличие переходного активного сопротивления в месте КЗ приводит к сокращению зоны действия органа минимального напряжения (рис. 2.11, б) еще в большей степени, чем дистанционной защиты (с направленными и тем более с ненаправленными реле), и тем самым улучшает условия согласования.

По условию согласования при металлическом трехфазном КЗ в конце зоны действия предыдущей дистанционной защиты линии пусковой орган минимального напряжения последующей максимальной токовой защиты трансформатора должен бездействовать, поэтому его напряжение срабатывания выбирается по выражению:

$$U_{c.3} \leq \frac{Z_{c.3}}{k_{\text{н.с}}(z_{c.3} + z_{c.3})}, \quad (2.24)$$

где $Z_{c.3}$ – сопротивление срабатывания той ступени предыдущей дистанционной защиты, с которой производится согласование; $Z_{c.3}$ – наибольшее сопротивление системы и защищаемого трансформатора до места установки трансформатора напряжения, от которого питаются пусковой орган напряжения защиты этого трансформатора и предыдущая дистанционная защита; $k_{\text{н.с}}$ – коэффициент надежности

согласования, который может приниматься равным 1,1–1,2 по следующим соображениям. В выражении (2.24) при арифметическом сложении модулей сопротивлений $z_{с.з}$ и $z_{с.з} = z_k$ не учитывается активная составляющая сопротивления до места КЗ на линии (принимается $\varphi_3 = 90^\circ$), поскольку возможен наиболее тяжелый расчетный случай КЗ в трансформаторе, подключенном к линии вблизи места включения пускового органа напряжения максимальной токовой защиты. При повреждениях на отходящей линии по мере удаления точки КЗ увеличивается активная составляющая в сопротивлении z_k ($\varphi_3 < 90^\circ$) и остаточное напряжение в месте включения пускового органа будет выше, чем рассчитанное при $\varphi_3 = 90^\circ$ по формуле (2.24), а следовательно, будет возрастать надежность согласования. Поэтому $k_{н.с}$ в (2.24), как правило, может приниматься минимальным: 1,1 при ненаправленных реле сопротивления предыдущих дистанционных защит и до 1,2 – при направленных реле сопротивления.

В максимальном режиме питающей системы зона действия органа минимального напряжения сокращается, а зона действия предыдущей дистанционной защиты остается неизменной, т. е. условия согласования улучшаются.

Выражение (2.24) составлено для типовой схемы питания органа минимального напряжения от тех же шинных трансформаторов напряжения, от которых питаются цепи дистанционных защит предыдущих линий.

Из выражения (2.24) видно, что согласование по напряжению практически всегда осуществимо. Если $z_{с.з} = z_{с.з}$, то $U_{*с.з} = 0,45$, что вполне может быть принято. Обычно же сопротивления срабатывания третьих ступеней дистанционных защит $z_{с.з}^{III} > z_{с.з}$ и $U_{*с.з}$ может быть выбрано более высоким, но не выше $0,65U_{ном}$.

§ 2.4. Примеры расчета максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Пример 5. Выбираются уставки максимальной защиты с пуском по напряжению двух трансформаторов по 10 МВ·А, работающих раздельно по той же схеме, что и на рис. 2.10. Ток трехфазного КЗ через один трансформатор при повреждении на шинах 10 кВ в минимальном режиме системы и при наибольшем сопротивлении трансформатора равен 300 А, приведенным к напряжению 110 кВ. Коэффициент самозапуска, определенный приближенным методом для обобщенной промышленной нагрузки в максимальном режиме системы и при наименьшем сопротивлении трансформатора, равен 2,8 (аналогично предыдущему примеру).

Решение. Выбирается ток срабатывания максимальной токовой защиты. В учебных целях вначале определяется ток срабатывания по выражению (1.1) для максимальной защиты без пуска по напряжению и проверяется коэффициент чувствительности защиты. Ток срабатывания $I_{с.з} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 50/0,8 = 210$ А. При $n_T = 150/5$ и схеме защиты на рис. 2.1, в или г ток $I_{с.р} = 210 \cdot 1,73/30 = 12,1$ А. Минимальное значение тока в реле при КЗ $I_p = 1,5 \cdot 300/30 = 15$ А, а коэффициент чувствительности $k_q^{(2)} = 15/12,1 = 1,24 < 1,5$.

Для повышения чувствительности максимальной токовой защиты устанавливается типовой пусковой орган напряжения (рис. 2.11, а). Ток срабатывания этой защиты по выражению (1.1) при $k_{сзн} = 1$ равен 1,5 номинального тока трансформатора: $I_{с.з} = 1,5 \cdot 50 = 75$ А. По условию согласования с защитой

секционного выключателя $I_{с.з} = k_{н.с} \cdot I_{с.з} СВ = 1,3 \cdot 53 = 69$ А, где $k_{н.с} = 1,3$ (табл. 2.4); $I_{с.з} СВ = 53$ А – ток срабатывания максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению на секционном выключателе 10 кВ (ток приведен к напряжению 110 кВ). Максимальное значение рабочего тока СВ принято равным 0,7 номинального тока трансформатора (35 А).

Выбирается $I_{с.з} = 75$ А; $I_{с.р} = 75 \cdot 1,73/30 = 4,3$ А. Коэффициент чувствительности по току $k_{ч.т} = 3,5$. Улучшаются и условия дальнего резервирования (в данном примере коэффициент чувствительности в зоне резервирования не определяется).

Выбирается напряжение срабатывания комбинированного пускового органа напряжения в соответствии с формулой (2.21):

$$U_{с.з} = 0,8U_{ном}/(1,1 \cdot 1,2) = 0,58 \quad U_{ном} = 0,58 \cdot 10\,000 = 5800 \text{ В,}$$

где $U_{мин} = 0,8U_{ном}$.

Напряжение срабатывания реле типа РН-54/160 (реле 1 на рис. 2.11, а)

$$U_{с.р} = \frac{U_{с.з}}{n_n} = 5800/(10000/100) = 58 \text{ В,}$$

где n_n – коэффициент трансформации трансформатора напряжения, установленного на шинах 10 кВ, от которого питаются реле комбинированного пускового органа защиты.

Напряжение срабатывания фильтра-реле 2 (рис. 2.11, а) согласно выражению (2.20) $U_{с.р} = 6$ В, что соответствует минимальной уставке реле типа РНФ-1М с пределами уставок 6–12 В.

Выбирается время действия защиты и производится расчетная проверка параметров трансформаторов тока так же, как в предыдущих примерах.

Пример 6. Выбираются уставки максимальной токовой защиты трансформатора (115 ± 16%) кВ/6,6 кВ, 16 МВ·А, питающего промышленный район (рис. 2.12, а). Ток трехфазного КЗ через трансформатор при повреждении на шинах 6 кВ (точка К1) в минимальном режиме системы и при наибольшем сопротивлении трансформатора равен 430 А, приведенным к напряжению 110 кВ, или 8200 А, приведенным к напряжению 6 кВ. Наибольшее значение тока при таком же повреждении равно соответственно 820 или 12000 А. Наибольшие ток и время срабатывания максимальных защит 1 отходящих реактированных линий 6 кВ равны 800 А и 1,5 с при 600% $I_{с.з}$ (реле РТ-80), причем две линии работают параллельно.

Решение. Выбирается ток срабатывания максимальной защиты с пуском по напряжению. По выражению (1.1) при $k_{сзн} = 1$ $I_{с.з2} = 140$ А, приведенным к напряжению 110 кВ.

По условию согласования чувствительности с защитами двух отходящих параллельных линий ($n = 2$) ток срабатывания защиты 2 трансформатора $I_{с.з2} \geq 1,35 \times (2 \cdot 800 + 800) = 3250$ А или 188 А, приведенным к напряжению 110 кВ, где $k_{н.с} = 1,35$ (табл. 2.4); суммарный ток нагрузки неповрежденных линий 6 кВ принят равным 800 А. При этом $I_{с.р2} = 10,8$ А. Расчетный ток в реле (табл. 2.1) равен 21,5 А. Коэффициент чувствительности по току равен 2.

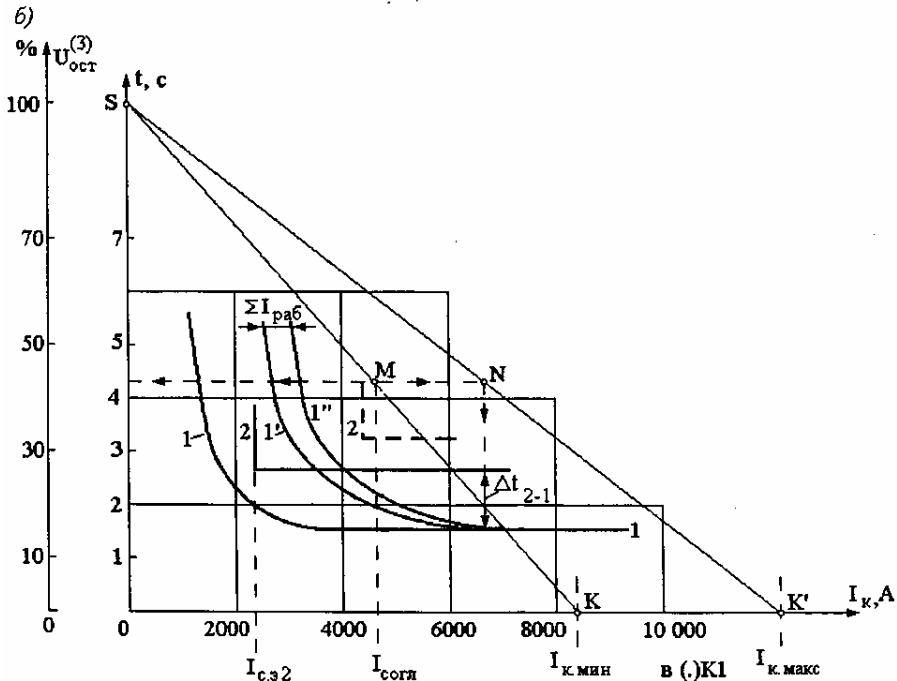
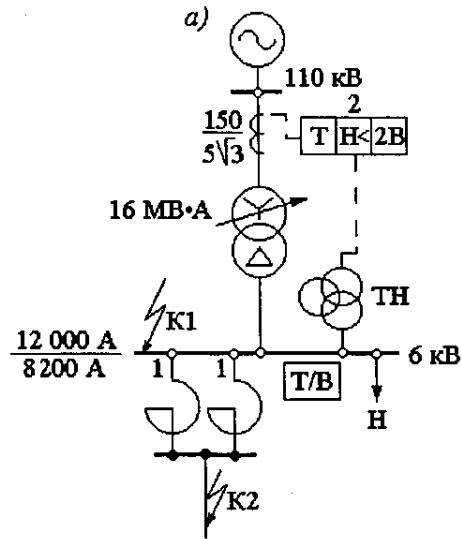


Рис. 2.12. Расчетная схема (а) и карта селективности (б) к примеру 6 ТН < 2В – максимальная токовая защита с пуском по напряжению с двумя ступенями выдержки времени (токи приведены к напряжению 6 кВ)

Выбирается время срабатывания первой ступени защиты 2 (действующей на отключение выключателя 6 кВ) таким образом, чтобы при токе $I_{c.з.2} = 3250$ А обеспечить необходимую ступень селективности с характеристикой 1'' которая представляет собой «суммарную» характеристику защит 1 двух предыдущих параллельных линий, сдвинутую вправо на отрезок, равный суммарному току нагрузки неповрежденных предыдущих линий (рис. 2.12, б). Построение «суммарных» характеристик показано в главе 1. Из рис. 2.12, б видно, что при $I_{c.з.2} = 3250$ А пришлось бы выбрать $t_{c.з.2} \approx 5$ с, что, очевидно, нецелесообразно.

Для уменьшения времени действия защиты 2 трансформатора (без изменения типов и уставок защит 1 параллельных линий) возможны два варианта: а) увеличение тока срабатывания защиты; б) применение пускового органа напряжения, состоящего из трех минимальных реле напряжения (рис. 2.11, б).

По первому варианту следует выбрать наибольший возможный ток срабатывания защиты 2, обеспечивающий $k_{ч.очн}^{(2)} = 1,5$. Этот ток находится следующим образом:

$$I_{c.p} = I_{p.мин} / k_{ч} = 21,5 / 1,5 = 14,3 \text{ А};$$

$$I_{c.з} = I_{c.p} \cdot n_{т} / k_{сх}^{(3)} = 14,3 \cdot 30 / \sqrt{3} = 250 \text{ А},$$

приведенным к напряжению 110 кВ, или 4350 А, приведенным к напряжению 6 кВ. При токе 4350 А время срабатывания защит 1 составляет 2,5 с (кривая 1'' на рис. 2.12, б), причем защиты 1 работают в зависимой части характеристики. Приняв $\Delta t = 0,7$ с, получим $t_{c.з.2} \geq 3,2$ с (штриховая характеристика 2 на рис. 2.12, б).

По второму варианту принимается первоначально выбранный по формуле (1.1) $I_{c.з.2} = 140$ А (2440 А, приведенным к напряжению 6 кВ), затем определяется значение тока КЗ, называемого током согласования $I_{согл}$, при котором уже обеспечивается согласование по току и времени защит 2 и 1. При выборе значения $I_{согл}$ определяющим может быть желание выбрать меньшее $t_{c.з.2}$. В данном примере, выбрав $I_{согл} = 4800$ А, можно принять $t_{c.з.2} = 2,8$ с при той же $\Delta t = 0,7$ с по отношению к характеристике 1'' (рис. 2.12, б). По току $I_{согл}$ определяется напряжение срабатывания пускового органа защиты 2, обеспечивающее бездействие защиты по напряжению при повреждениях с токами КЗ, меньшими, чем $I_{согл}$. Характеристика защиты 2 (140 А и 2,8 с) показана на рис. 2.12, б сплошной линией; хорошо видно, что без пускового органа напряжения защита 2 неселективна.

Напряжение срабатывания пускового органа может определяться аналитически и графически. Для аналитического определения составляется уравнение:

$$I_{к.мин}^{(3)} = \frac{U_{с.мин}}{(z_{с.мин} + z_{тр.макс}) + z_{расч}} = I_{согл}, \quad (2.25)$$

где $I_{согл}$ – наименьшее значение тока КЗ, при котором обеспечивается согласование последующей защиты с предыдущей по току и по времени (или только по току); $U_{с.мин}$ – фазное напряжение системы в минимальном режиме; $(z_{с.мин} + z_{тр.макс})$ – наибольшее сопротивление системы и питающего трансформатора до места включения трансформатора напряжения ТН, от которого питается пусковой орган защиты этого трансформатора (рис. 2.12, а); $z_{расч}$ – сопротивление участка сети от шин подстанции, где включен ТН (точка К1), до места КЗ (точка К2 на рис. 2.12, а). Из выражения (2.25)

$$z_{\text{расч}} = \frac{U_{\text{с.мин}}}{I_{\text{согл}}} - (z_{\text{с.мин}} + z_{\text{тр.макс}}). \quad (2.26)$$

Минимальное остаточное напряжение в месте установки трансформатора напряжения, от которого питаются пусковые реле (точка KI):

$$U_{\text{ост}}^{(3)} = \sqrt{3} I_{\text{согл}} \cdot z_{\text{расч}}. \quad (2.27)$$

Напряжение срабатывания минимальных реле напряжения, при котором осуществляется пуск защиты,

$$U_{\text{с.р}} \leq \frac{U_{\text{ост}}^{(3)}}{k_n \cdot n_n}, \quad (2.28)$$

где n_n – коэффициент трансформации трансформатора напряжения, k_n – коэффициент надежности, значение которого зависит от конкретных расчетных условий; в данном примере можно принять $k_n = 1$, поскольку при $I_{\text{согл}} = 4800$ А уже имеется $\Delta t = 0,7$ с, чем и обеспечивается надежность согласования (см. также следующий пример).

По условиям этого примера по формуле (2.26):

$$z_{\text{расч}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4800} - 0,45 = 0,31 \text{ Ом},$$

где $z_{\text{с.мин}} + z_{\text{тр.макс}} = 0,45$ Ом – из расчета токов КЗ. В сопротивление $z_{\text{расч}}$ входят сопротивления реакторов (рис. 2.12, а) типа РБА-600-8%: $z_p/2 = x_p/2 = 0,23$ Ом, и кабельных линий (0,08 Ом), причем преобладающее сопротивление реакторов позволяет считать $z_{\text{расч}}$ индуктивным сопротивлением (как будет показано в следующем примере, это допущение создает расчетный запас). Сопротивления системы и питающего трансформатора также можно считать индуктивными.

По выражению (2.27) $U_{\text{ост}}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 4800 \cdot 0,31 = 2600$ В, или 41% $U_{\text{ср}}$, где $U_{\text{ср}} = 6300$ В.

По формуле (2.28):

$$U_{\text{с.р}} = \frac{2600}{6000/100} = 43,5 \text{ В}.$$

Значение $U_{\text{ост}}^{(3)}$ может быть определено и графическим путем. Для этого на карте селективности (рис. 2.12, б) проводится прямая SK , представляющая собой геометрическую сумму падений напряжения от тока $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ в сопротивлениях системы, трансформатора и $z_{\text{расч}}$ при индуктивном характере этих сопротивлений ($\varphi_k = 90^\circ$), как было принято выше, при минимальном сопротивлении системы и трансформатора. Эта геометрическая сумма, очевидно, равна междуфазному напряжению (ЭДС) системы, в данном случае 6,3 кВ. Для построения прямой SK на оси ординат откладывается в удобном масштабе отрезок OS , соответствующий $U_c = 6,3$ кВ = 100% при $I_k = 0$, а на оси абсцисс – отрезок OK , соответствующий минимальному току при трехфазном КЗ, на шинах низшего напряжения (точка KI), когда $U_{\text{ост}}^{(3)} = 0$. В данном примере $I_{\text{к.мин}}^{(3)} = 8200$ А (рис. 2.12, а).

Остаточное напряжение на шинах, где включен ТН, при токе $I_{\text{к.мин}}^{(3)} = I_{\text{согл}}$ определяется ординатой точки M , расположенной в месте пересечения прямой SK с абсциссой $I_{\text{согл}}$. Из рис. 2.12, б видно, что $U_{\text{ост}}^{(3)} \approx 41\%$.

Если, допустим, имеется возможность принять $t_{\text{с.з2}}$ несколько большим, например 3,5 с, то при той же $\Delta t = 0,7$ с выбирается $I_{\text{согл}} = 4000$ А, и тогда по рис. 2.12, б легко определить $U_{\text{ост}}^{(3)} = 52\%$, а затем по формуле (2.28) $U_{\text{с.р}} = 54,5$ В.

Как видно из рис. 2.12, б, в максимальном режиме (прямая SK') условия согласования защит 2 и 1 улучшаются. По значению выбранной уставки $U_{\text{ост}}^{(3)} = 41\%$ определяется положение точки N , которой соответствует $I_k = 7000$ А, когда $\Delta t_{2,1} > 1$ с.

Пример 7. По условиям предыдущего примера производится согласование по току и по напряжению максимальной токовой защиты с пусковым органом из трех реле напряжения по рис. 2.11, б (2) и максимальных защит (1) на отходящих кабельных линиях (рис. 2.13, а). В отличие от примера 6 на кабельных линиях реакторы не установлены.

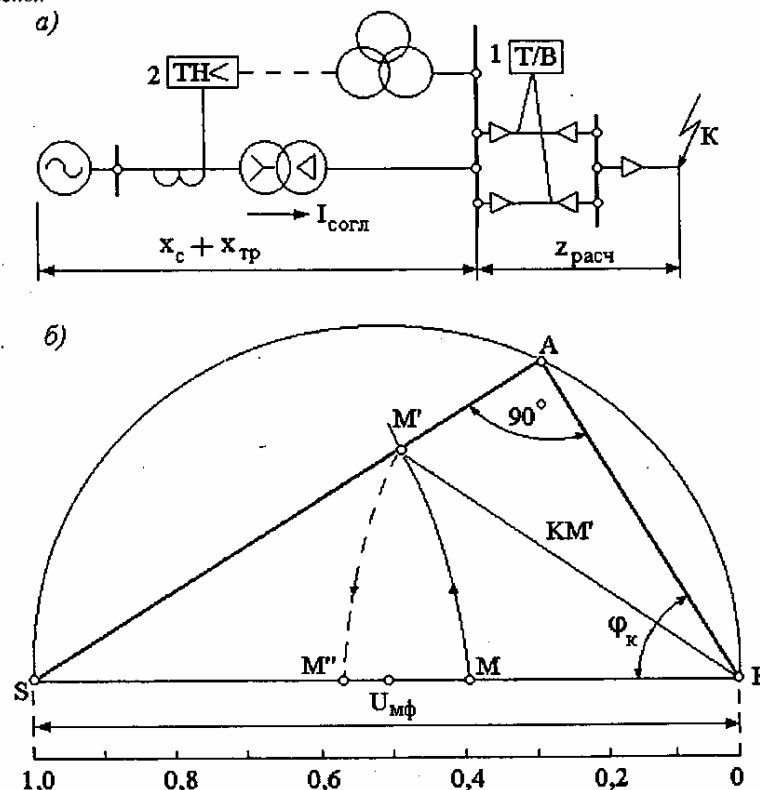


Рис. 2.13. Расчетная схема (а) и диаграмма (б) падений напряжения в сопротивлениях до места КЗ к примеру 7

Для нереактивированных кабельных линий или воздушных линий малого сечения - согласование по напряжению при токе $I_{\text{согл}}$ (см. предыдущий пример) происходит легче, поскольку наличие активной составляющей сопротивления $z_{\text{расч}}$ обуславливает более высокое остаточное напряжение, чем при реактивном сопротивлении до места КЗ. Это видно из рис. 2.13, б, на котором построен треугольник падения напряжения в сопротивлениях системы (x_c), трансформатора ($x_{\text{тр}}$) и $z_{\text{расч}}$ (со значительной активной составляющей). Основание этого треугольника SK представляет собой геометрическую сумму падений напряжения в сопротивлениях системы, трансформатора и $z_{\text{расч}}$ при трехфазном КЗ в точке K , сторона SA - падение напряжения в реактивных сопротивлениях системы, трансформатора и в реактивной составляющей сопротивления $z_{\text{расч}}$, сторона AK - падение напряжения в активной составляющей сопротивления $z_{\text{расч}}$. Угол при вершине этого треугольника постоянный (90°). Угол φ_k определяется отношением r и x полного сопротивления до точки КЗ K $z_k = j(x_c + x_{\text{тр}}) + z_{\text{расч}}$. При различных значениях φ_k вершина A треугольника падений напряжения скользит по дуге окружности с радиусом $0,5U_{\text{мф}}$. При выбранном токе $I_{\text{согл}}$, который требуется по условию согласования с предыдущей защитой по току или по времени (см. пример б), легко графически определить остаточное напряжение в месте установки трансформатора напряжения ТН, от которого питается пусковой орган напряжения максимальной токовой защиты трансформатора, при любом значении φ_k :

$U_{\text{ост } \varphi_k}$. Например, при $\varphi_k = 90^\circ$ треугольник падений напряжения превращается в прямую SK (как показано на рис. 2.12, б). При этом отрезок SM представляет собой падение напряжения при токе $I_{\text{согл}}$ в сопротивлениях системы и трансформатора (на рис. 2.13, б - равно $0,6U_{\text{мф}}$), а отрезок KM - падение напряжения в сопротивлении $z_{\text{расч}}$, если оно является индуктивным. Отрезок KM соответствует $U_{\text{ост}}$ в месте установки ТН (в данном примере $0,4U_{\text{мф}}$).

При значениях $\varphi_k < 90^\circ$, что свидетельствует о наличии активной составляющей в $z_{\text{расч}}$, точка M перемещается по дуге окружности с радиусом SM (поскольку значения $I_{\text{согл}}$, x_c и $x_{\text{тр}}$ для каждой расчетной схемы постоянны) до пересечения со стороной SA или AK в точке M' . Радиус KM' представляет собой возросшее падение напряжения в сопротивлении $z_{\text{расч}}$ (за счет увеличения тока КЗ), он всегда больше отрезка KM . Радиусом KM' точка M' переносится на основание треугольника SK (точка M''). Отношение отрезков KM и KM'' обозначается коэффициентом

$$k_U = \frac{KM''}{KM} = \frac{U_{\text{ост } \varphi_k}}{U_{\text{ост}}} > 1, \quad (2.29)$$

который показывает, насколько возрастает остаточное напряжение в месте установки ТН при наличии активной составляющей сопротивления $z_{\text{расч}}$ по сравнению с $U_{\text{ост}}$ при $\varphi_k = 90^\circ$.

Из рис. 2.13, б видно, что при принятых здесь значениях $\varphi_k = 60^\circ$ и $U_{\text{ост}} = 0,4$ $k_U = 0,57/0,4 = 1,42$. Зависимости $k_U = f(U_{*c.з} = U_{\text{ост}}; \varphi_k)$ показаны на рис. 2.14 [8].

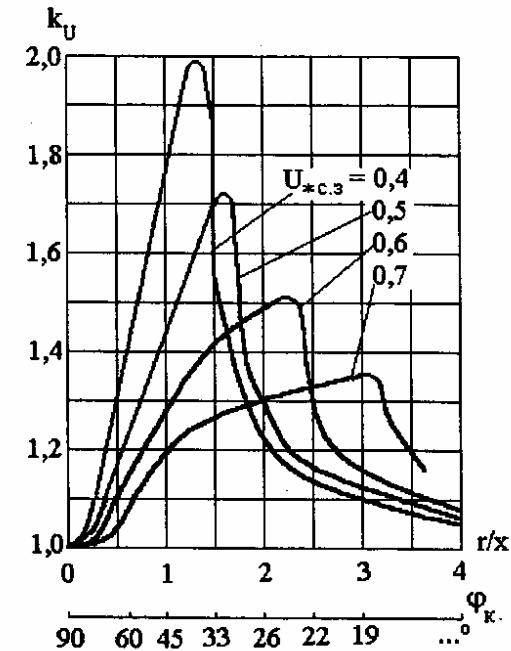


Рис. 2.14. Зависимости $k_U = f(U_{\text{ост}}; \varphi_k)$

Решение. Для условий данного примера при $I_{\text{согл}} = 4800$ А, приведенным к напряжению 6 кВ, и $x_c + x_{\text{тр}} = 0,45$ Ом полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле (2.25):

$$z_k = \frac{U_{\text{с.мин.мф}}}{I_{\text{согл}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 4800} = 0,76 \text{ Ом.}$$

Для определения φ_k предположим, что $z_{\text{расч}}$ представляет собой сопротивление кабелей, и примем $\varphi_{\text{расч}} = 20^\circ$ (АС-150). Тогда

$$z_{\text{расч}} e^{j20^\circ} = z_k e^{j\varphi_k} - (x_c + x_{\text{тр}}) \cdot e^{j90^\circ} = 0,76 e^{j\varphi_k} - 0,45 e^{j90^\circ}.$$

Определение двух неизвестных ($z_{\text{расч}}$ и φ_k) производится графически (рис. 2.15, а) путем построения треугольника сопротивлений. От конца B отрезка AB , равного $x_c + x_{\text{тр}} = 0,45$ Ом, откладывается под углом $90^\circ + \varphi_{\text{расч}} = 90^\circ + 20^\circ = 110^\circ$ прямая BD произвольной длины. Из начала A того же отрезка AB радиусом, равным $z_k = 0,76$ Ом, проводится дуга до пересечения в точке C с прямой BD . Отрезок BC равен $z_{\text{расч}}$, т.е. $0,47$ Ом. Угол $\varphi_k = 54^\circ$.

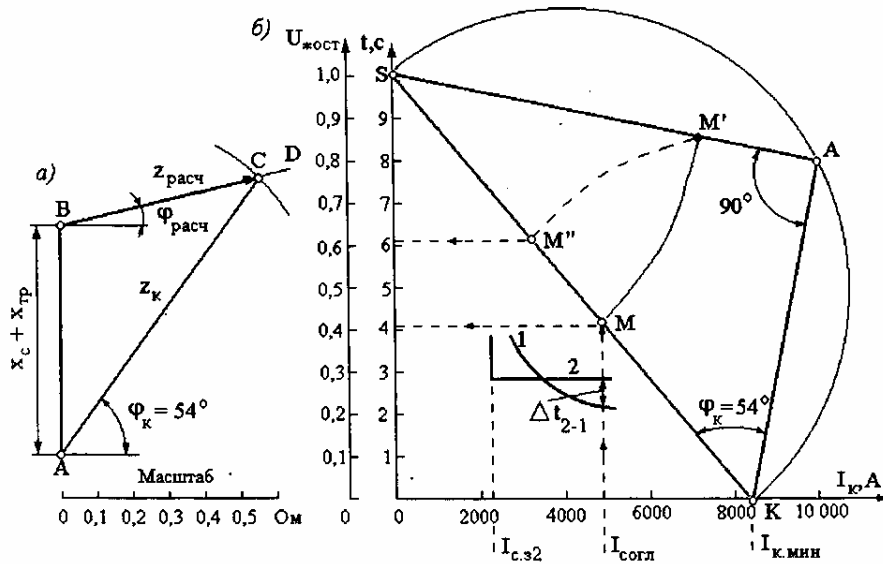


Рис. 2.15. Пример графического определения $Z_{расч}$ и φ_k (а) и совмещенные диаграмма падений напряжения и карта селективности (б) к примеру 7 (токи приведены к напряжению 6 кВ)

Определив φ_k , можно построить треугольник падений напряжения (рис. 2.13, б) – для этого значения угла полного сопротивления до точки КЗ. Для удобства дальнейших расчетов треугольник падений напряжения совмещается с картой селективности (рис. 2.15, б – для $\varphi_k = 54^\circ$) так же, как это было выполнено в предыдущем примере (рис. 2.12, б). На рис. 2.15, б по току $I_{согл} = 4800$ А определяется точка М, ордината которой $U_{*ост} = 0,41$ (41% $U_{ср. мф}$) при $\varphi_k = 90^\circ$. Радиусом SM определяется положение точки M' на отрезке SA . Затем радиусом KM' точка M' переносится на прямую SK , представляющую собой геометрическую сумму падений напряжения до места КЗ (точка M''). Ордината точки M'' соответствует остаточному напряжению в месте установки ТН при значении $\varphi_k = 54^\circ$: $U_{*ост\varphi_k} = 0,62$, т. е. значительно выше, чем при $\varphi_k = 90^\circ$.

Однако в общем случае принимать полученное при $\varphi_k < 90^\circ$ значение $U_{*ост}$ в качестве рабочей уставки опасно, поскольку даже в сетях с большими активными сопротивлениями линий угол $\varphi_{расч}$ может оказаться значительно большим, чем 20° (как было принято выше), например при КЗ в близко подключенном трансформаторе 6 (10)/0,4 кВ небольшой мощности (при отказе его собственной защиты, выключателя или предохранителей), для которого $\varphi_{расч} \approx 80^\circ$. В связи с тем что такая возможность не исключается, в практике эксплуатации распределительных сетей принято в расчете на наихудший случай выбирать $U_{с.з}$ по $U_{*ост}$ без учета активной составляющей сопротивления до места КЗ. При этом, когда $U_{*ост}$ получается равным 0,4–0,45, допустимо принимать $U_{с.з} = U_{*ост}$ без какого-либо коэффициента надежности [см. формулу (2.28)], поскольку надежность бездействия максимальной защиты при данных

условиях обеспечивается не только ступенью селективности $\Delta t_{2,1}$ (рис. 2.15, б), но и в некоторой степени коэффициентом k_U , который даже при наиболее тяжелых условиях: $U_{*ост} = 0,4$ и $\varphi_k = 80^\circ$ ($r/x = 0,2$), составляет около 1,5 (рис. 2.14). При $U_{*ост} > 0,4$ и $\varphi_k < 80^\circ$ значения k_U возрастают и надежность согласования увеличивается. Если по расчету требуется $U_{с.з} < 0,4$, то необходимо реконструировать предыдущие защиты с целью снижения их тока и времени срабатывания.

В конкретных расчетных случаях, когда для всех точек КЗ на предыдущих элементах могут быть определены значения $\varphi_{расч}$ и $f_k \ll 90^\circ$ и имеется необходимость увеличения $U_{с.з}$ (для улучшения согласования последующих защит), допустимо принимать

$$U_{с.з} = \frac{k_U \cdot U_{*ост}}{k_n}, \quad (2.30)$$

где $U_{*ост} = U_{с.з}$ при $\varphi_k = 90^\circ$, k_U – коэффициент [см. формулу (2.29)], который для ориентировочных расчетов может определяться по кривым на рис. 2.14 для $U_{*ост} = U_{с.з}$ (при $\varphi_k = 90^\circ$) и для всех расчетных значений φ_k , после чего принимается наименьшее значение k_U ; $k_n = 1,1 \div 1,2$ – коэффициент надежности.

Как видно из рис. 2.14, коэффициент k_U при определенных условиях может значительно превышать 1. Например, при $U_{с.з} = 0,4$ и $\varphi_k = 35 \div 45^\circ$ $k_U = 1,8 \div 2$; при $U_{с.з} = 0,5$ и $\varphi_k = 30 \div 35^\circ$ $k_U = 1,6 \div 1,7$. Следует поэтому напомнить, что, как правило, $U_{с.з} > 0,65 U_{ном}$ не принимается по условию отстройки от возможных эксплуатационных снижений напряжения [3].

Пример 8. Выбираются уставки максимальных токовых защит трехобмоточных трансформаторов с $N = (115 \pm 10\%)$ кВ/(38,5 \pm 5%) кВ/11кВ, $S_{номстр} = 10$ МВ · А (рис. 2.16).

На стороне 35 кВ параллельная работа трансформаторов не допускается, на стороне 10 кВ – допускается. На каждом из трансформаторов выполнено по два комплекта максимальных токовых защит с пуском по напряжению: один на стороне 10 кВ, другой на стороне 110 кВ с двумя ступенями выдержки времени.

Решение. Рассчитываются токи КЗ в максимальном и минимальном режимах системы при параллельной и раздельной работе трансформаторов с учетом максимального и минимального сопротивлений трансформатора. Токи КЗ, приведенные к напряжению 110 кВ, показаны на рис. 2.16.

Рассчитывается режим самозапуска обобщенной нагрузки (считая для примера, что нагрузка распределена на сторонах среднего и низшего напряжений как 0,4 и 0,3 номинальной мощности трансформатора).

Рассчитываются уставки максимальной токовой защиты 2 с комбинированным пуском по напряжению на секционном выключателе СВ 10 кВ. По условию согласования с защитами 1 отходящих линий ток срабатывания выбран равным 650 А. Чувствительность защиты обеспечивается (при параллельной работе трансформаторов и КЗ на одной из секций 10 кВ через СВ идет ток, равный 1950 А).

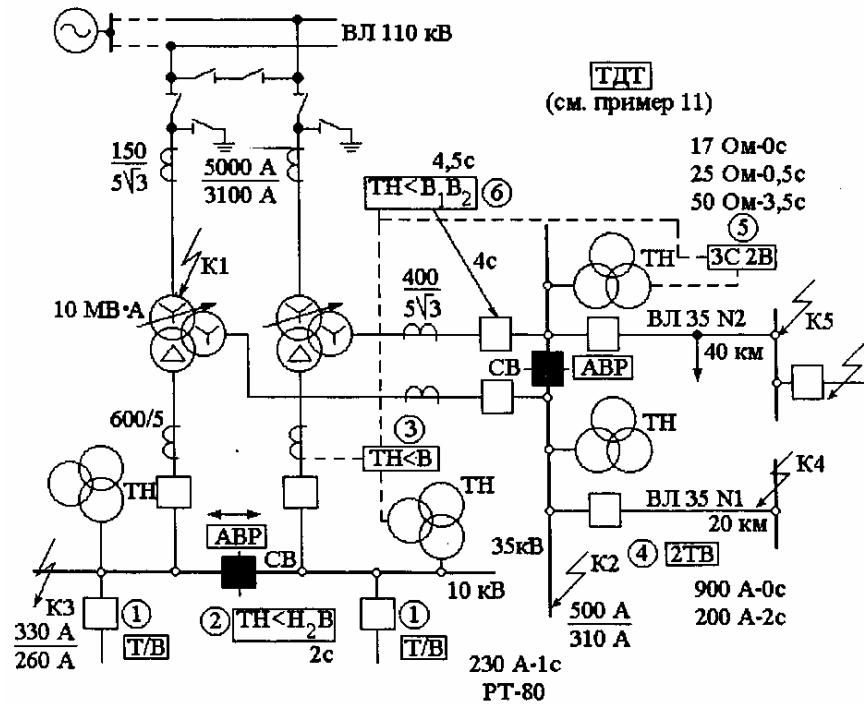


Рис 2.16. Схема двухтрансформаторной подстанции с обозначением типов релейной защиты к примеру 8:

$TH < B, B_2$ – максимальная токовая защита с пусковым органом напряжения с двумя ступенями выдержки времени; $3C2B$ – трехступенчатая дистанционная защита; $2TB$ – двухступенчатая максимальная токовая защита (первая ступень без выдержки времени). Токи приведены к напряжению 110 кВ

Рассчитываются уставки максимальной токовой защиты 3 на стороне 10 кВ трансформатора:

а) ток срабатывания выбирается по условию (1.1), при $k_{сзн} = 1$. По условию согласования с защитой 2 $I_{с.з.6} \geq 1,25 \cdot 650 = 800$ А, или $150\% I_{ном.тр}$. Коэффициент чувствительности защиты по току при двухфазном КЗ в основной зоне: 2,4 – при параллельной работе трансформаторов; 2,8 – при их раздельной работе на стороне 10 кВ;

б) время срабатывания выбирается на ступень селективности 0,4 с больше, чем время срабатывания защиты 2, т. е. 2,4 с.

Выбирается ток срабатывания защиты 6 на стороне 110 кВ по условию (1.1) при $k_{сзн} = 1$. Согласование чувствительности производится с максимальными токовыми защитами 3 и 4 предыдущих элементов:

а) с защитой 3 на стороне 10 кВ этого же трансформатора: $I_{с.з.6} \geq 1,3 (800 + 200) = 1300$ А, или 125 А, приведенным к напряжению 110 кВ, где $k_{н.с} = 1,3$

(табл. 2.4), 200 А – ток нагрузки на стороне 35 кВ, принятый равным 0,4 номинального тока трансформатора, приведенного к стороне 10 кВ;

б) с защитой 4 линии 35 кВ Л1: $I_{с.з.6} \geq 1,3 (200 \cdot 38,5/115 + 17) = 109$ А, приведенным к напряжению 110 кВ, где 17 А – ток нагрузки на стороне 10 кВ, принятый равным 0,3 номинального тока трансформатора, приведенного к стороне 110 кВ.

Производится согласование чувствительности (по току) максимальной защиты 6 с третьей ступенью дистанционной защиты 5 ВЛ 35 кВ Л2 ($z_{с.з.}^{III} = 50$ Ом). Необходимость согласования вызывается недостаточной чувствительностью защиты 5 в зоне резервирования [1].

Наиболее тяжелым для согласования расчетным случаем является КЗ в самом начале линии через активное сопротивление такого значения, когда дистанционная защита начинает отказывать. При этом ток КЗ через последующую максимальную защиту возрастает (по сравнению с металлическим КЗ за таким же по значению полным сопротивлением линии), а сопротивление на зажимах направленного реле сопротивления уменьшается. Из характеристики 2 направленного реле сопротивления (рис. 2.17) видно, что при металлическом КЗ на защищаемой линии (при $\Phi_{л} = \Phi_{м.ч}$ реле) сопротивление срабатывания защиты третьей ступени равно $Z_{с.з.}^{III}$, а при КЗ через активное сопротивление в начале линии $Z_{с.з.} = Z_{с.з.}^{III} \cos \Phi_{м.ч}$ (отрезок Om). Если, например, $\Phi_{м.ч} = 60^\circ$, то зона действия направленного реле сопротивления сокращается в два раза. Для реле полного сопротивления при том же КЗ зона действия не изменяется (характеристика 2'), отрезок Om' равен $Z_{с.з.}^{III}$ и условия согласования облегчаются (ненаправленные реле сопротивления применяются в защитах линий 35 и 10 кВ, направленные – линий 110 кВ и выше [3]).

Для обеспечения меньшей чувствительности последующей токовой защиты необходимо, чтобы характеристика ее срабатывания, построенная в тех же осях координат (рис. 2.17, а), пересекала ось активных сопротивлений ближе к началу координат, чем точка m (или m'), т. е. в точке n (или n') соответственно. Характеристики срабатывания последующей максимальной защиты (I и I') представляют собой окружности, у которых положение центра определяется значением эквивалентного сопротивления системы $Z_{с.з.}$ (в которое входит и сопротивление защищаемого трансформатора) и углом этого сопротивления (на рис. 2.17 приняты углы сопротивлений системы, трансформатора и линии одинаковыми, но при практических расчетах сопротивления системы и трансформатора могут быть приняты чисто реактивными, что делает условия согласования еще более тяжелыми). Радиус окружностей определяется суммой сопротивлений $Z_{с.з.}$ и $Z_{расч}$ до точки n (или n').

Ток $I_{к.макс}^{(3)}$ при КЗ в начале предыдущей линии через переходное активное сопротивление $r_{п}$ определяется при условии, что $r_{п} = Z_{с.з.}$ той ступени дистанционной защиты, с которой производится согласование (обычно третьей ступени), т. е. для точки m (или m') – рис. 2.17, а. Надежность согласования обеспечивается коэффициентом $k_{н.с}$ [см. формулу (2.1)] и учетом суммарного рабочего тока неповрежденных элементов. Это и определяет конец зоны действия последующей максимальной защиты (точки n или n' соответственно).

Таким образом,

$$I_{к. макс}^{(3)} = \frac{U_{с. макс. мф}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{с.з}^2 + r_{п}^2}}, \quad (2.31)$$

где $r_{п} = z_{с.з} \cos \varphi_{м.ч}$ – для направленного реле сопротивления; $r_{п} = z_{с.з}$ – для реле полного сопротивления (ненаправленного). Сопротивление питающей системы и трансформатора ($x_{с.з}$) принимается наименьшим из реально возможных.

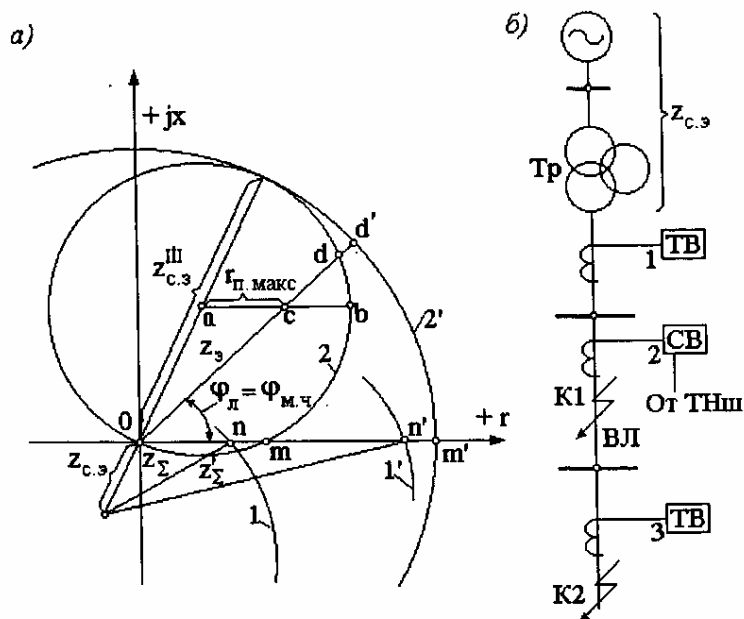


Рис. 2.17. Графическое определение чувствительности предыдущих дистанционных защит 2 и согласование с ними последующей максимальной защиты трансформатора 1 (а) и расчетная схема сети (б): ТНш – трансформатор напряжения шинный

Анализ выражений (2.1) и (2.31) для стандартных условий показывает, что выполнение согласования с дистанционными защитами по току требует значительного увеличения тока срабатывания последующей максимальной защиты трансформатора. Поэтому в расчете необходимо оценить реальность принятого условия $r_{п} = z_{с.з}$ (или $r_{п} = z_{с.з} \cos \varphi_{м.ч}$), для чего определяется максимально возможное переходное сопротивление электрической дуги в месте КЗ:

$$r_{п. макс} = \frac{\Delta U_{r. макс}}{I_{мин}} = \frac{0,4 U_{мф}}{\sqrt{3} I_{к}^{(3)}}, \quad (2.32)$$

где $\Delta U_{r. макс}$ – максимально возможное падение напряжения на дуге при замыкании между фазами, которое не может быть выше $0,4 U_{мф}$, кВ; $I_{к}^{(3)}$ – ток КЗ, определенный по формуле (2.31), кА.

Можно принять, что при $r_{п. макс} < 0,5 r_{п}$ предыдущая дистанционная защита имеет достаточную чувствительность при КЗ в начале линии через переходное сопротивление $r_{п} \leq 0,5 z_{с.з}$ (или $r_{п} \leq 0,5 z_{с.з} \cos \varphi_{м.ч}$) и ток по условию (2.31) для согласования не используется. Но при этом дополнительно следует оценить чувствительность предыдущей дистанционной защиты в ее зоне резервирования также при КЗ через активное переходное сопротивление $r_{п. макс}$, определяемое по формуле (2.32) при токе металлического КЗ в минимальном режиме работы системы. Зона резервирования может быть определена, например, величиной $1,5 z_{л}$ с учетом того, что третьи ступени дистанционных защит должны иметь $k_{ч. осн} \geq 1,5$ [1]. Если же сопротивление $1,5 z_{л}$ существенно меньше $0,5 z_{с.з}^{III}$, можно вместо $1,5 z_{л}$ принять $0,5 z_{с.з}^{III}$.

Чувствительность дистанционной защиты в этом случае наиболее просто и наглядно можно определить графическим методом. Для этого на диаметре окружности – характеристики срабатывания реле сопротивления (рис. 2.17, а) от начала координат откладывается в масштабе отрезок $0a$, равный $1,5 z_{л}$. От конца этого отрезка параллельно оси активных сопротивлений проводится прямая линия ab до пересечения с окружностью 2 или 2' в зависимости от типа реле сопротивления. На этой линии откладывается в том же масштабе значение $r_{п. макс}$ (отрезок ac). Затем проводится прямая $0c$, соответствующая измеряемому сопротивлению z_3 . Сопротивление срабатывания направленного реле сопротивления в данном случае будет определяться отрезком $0d$ ($z'_{с.з}$ при $\varphi \neq \varphi_{м.ч}$). Для обеспечения достаточной чувствительности защиты при КЗ в рассматриваемой точке через переходное сопротивление $r_{п. макс}$ необходимо, чтобы

$$k_q = \frac{z'_{с.з}}{z_3} = \frac{0d}{0c} \geq 1,25. \quad (2.33)$$

У ненаправленного реле сопротивления (характеристика 2' на рис. 2.17, а) $z_{с.з}$ не изменяется при изменении φ_k и чувствительность при переходных сопротивлениях выше, чем у направленного реле сопротивления. Для ненаправленного реле сопротивления необходимо, чтобы

$$k_q = \frac{z_{с.з}}{z_3} = \frac{0d'}{0c} \geq 1,25. \quad (2.34)$$

При $k_q \geq 1,25$ согласование максимальной защиты трансформатора с предыдущей дистанционной может выполняться при *металлическом* КЗ в конце зоны действия соответствующей ступени (обычно третьей), поскольку при КЗ за пределами предыдущей линии (точка К2 на рис. 2.17, б) должно уже обеспечиваться согласование ее защиты 2 с защитой 3.

Если $k_q < 1,25$, то определяется $I_{к. макс}^{(3)}$ для КЗ за сопротивлением $1,5 z_{л}$ в максимальном режиме системы с учетом электрической дуги:

$$I_{к. макс}^{(3)} = \frac{U_{с. макс. мф}}{\sqrt{3} \sqrt{(x_{с.з. макс} + 1,5 x_{л})^2 + (1,5 r_{л} + r_{п. макс})^2}}. \quad (2.31a)$$

Затем по условию (2.1) с учетом полученного значения $I_{к.макс}^{(3)}$ определяется $I_{с.з}$ максимальной защиты трансформатора. При всей сложности такого расчета согласование по току максимальной защиты с предыдущей дистанционной защитой является весьма приближенным, так как использует неопределенную величину $r_{п}$, зависящую от значения тока КЗ, которое, в свою очередь, зависит от $r_{п}$. Поэтому согласование этих защит наилучшим образом выполняется по напряжению, если последующая максимальная защита трансформатора имеет пусковой орган из трех реле напряжения, включенных на три междуфазных напряжения (рис. 2.11, б)

Определяем ток наиболее тяжелого случая КЗ в начале линии Л2 (рис. 2.16) через активное переходное сопротивление $r_{п}$, равное по значению $z_{с.з}^{III} = 50$ Ом (защита с ненаправленными реле сопротивления), ток КЗ по формуле (2.31)

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{38500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(15,7^2 + 50^2)}} = 425 \text{ А,}$$

где $x_{с.з.макс} = 15,7$ Ом, приведенным к напряжению 35 кВ (до точки К1).

Полученное значение тока составляет 280% $I_{ном.тр}$, а $I_{с.з}$, подсчитанного по формуле (2.1), составит 400% $I_{ном.тр}$ (при $k_{н.с} = 1,3$) даже без учета токов нагрузки неповрежденных элементов.

Для оценки реальности возникновения КЗ через $r_{п} = 50$ Ом определяем максимально возможное переходное сопротивление электрической дуги в месте КЗ с помощью выражения (2.32):

$$r_{п.макс} = \frac{0,4 \cdot 38,5}{\sqrt{3} \cdot 0,425} = 21 \text{ Ом.}$$

Принятое в расчете $r_{п} = 50$ Ом более чем в два раза превышает $r_{п.макс} = 21$ Ом. Следовательно, существование такой дуги невозможно и при КЗ в начале линии через $r_{п.макс} < z_{с.з}^{III}$ защита 5 будет действовать надежно. Поэтому дополнительно рассматривается КЗ за пределами линии Л2, за сопротивлением $1,5z_{Л2}$. Ток при металлическом КЗ в этой точке при минимальном режиме системы:

$$I_{к.мин}^{(3)} = \frac{35000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(22 + 24)^2 + 16^2}} = 415 \text{ А,}$$

где $1,5x_{Л2} = 1,5 \cdot 0,4 \cdot 40 = 24$ Ом; $1,5z_{Л2} = 1,5 \cdot 0,27 \cdot 40 = 16$ Ом при длине Л2 40 км и проводе марки АС-120; наибольшее сопротивление системы до шин 35 кВ $x_{с.з} = 22$ Ом – из расчета токов КЗ в минимальном режиме (рис. 2.16). Для упрощения расчета допустимо индуктивное сопротивление $x_{с.з}$ и полное сопротивление $1,5z_{Л2}$ складывать арифметически, так как это приводит к некоторому уменьшению тока КЗ и к увеличению $r_{п.макс}$, т. е. создает расчетный запас. По формуле (2.32)

$$r_{п.макс} = \frac{0,4 \cdot 38,5}{\sqrt{3} \cdot 0,415} = 21,5 \text{ Ом.}$$

Чувствительность дистанционной защиты определяется графически (рис. 2.18).

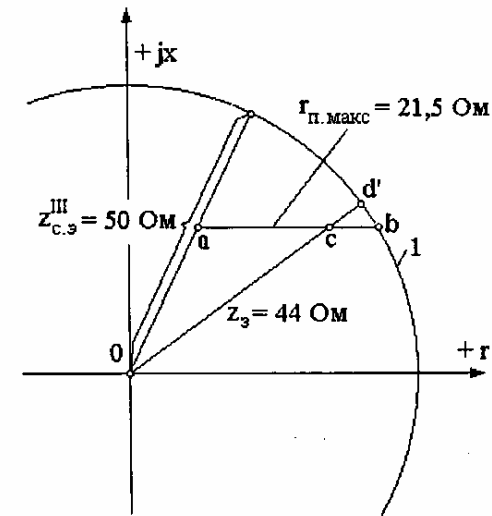


Рис. 2.18. Графическое определение сопротивления, измеряемого защитой (z_3) при КЗ через переходное активное сопротивление ($r_{п.макс}$) к примеру 8

На диаметре окружности I (характеристика ненаправленного реле сопротивления), равном $z_{с.з}^{III} = 50$ Ом, откладывается в том же масштабе от начала координат отрезок oa , равный $1,5z_{Л2} = 29$ Ом. От конца этого отрезка проводится параллельно оси активных сопротивлений прямая ab до пересечения с окружностью I. На этой линии откладывается в том же масштабе значение $r_{п.макс} = 21,5$ Ом (отрезок ac). Затем проводится прямая bc , соответствующая измеряемому сопротивлению: $z_3 = 44$ Ом.

Чувствительность защиты по формуле (2.34):

$$k_{ч} = \frac{z_{с.з}}{z_3} = \frac{0d'}{0c} = \frac{50}{44} = 1,14 < 1,25.$$

Поскольку чувствительность не обеспечивается, определяется по формуле (2.31а) $I_{к.макс}^{(3)}$ при КЗ за сопротивлением $1,5z_{Л2}$ при $r_{п.макс} = 21,5$ Ом в месте повреждения (точка c на рис. 2.18):

$$I_{к.мин}^{(3)} = \frac{38500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(15,7 + 24)^2 + (16 + 21,5)^2}} = 400 \text{ А.}$$

При определении тока срабатывания защиты b по условию (2.1) необходимо учесть ток нагрузки на стороне 10 кВ трансформатора (в данном примере 0,3 номинального тока), а также на стороне 35 кВ, когда обе линии 35 кВ будут питаться от одного трансформатора (для Л1 максимальный рабочий ток принимается 50 А). Тогда по условию (2.1): $I_{с.зб} = 1,3 (400 + 45 + 50) = 643$ А, приведенным к стороне 35 кВ, или 215 А, приведенным к стороне 110 кВ, где $k_{н.с} = 1,3$ (табл. 2.4). Для

проверки чувствительности определяется по табл. 2.1 ток в реле при раздельной работе трансформаторов (схема защиты – рис. 2.1, в). При двухфазном КЗ на стороне 35 кВ (точка К2) $I_{р.мин} = 1,73 \cdot 310 / 30 = 17,9$ А. $I_{с.р} = 215 \cdot 1,73 / 30 = 12,4$ А. Коэффициент чувствительности $17,9 / 12,4 = 1,44 < 1,5$. При КЗ на стороне 10 кВ коэффициент чувствительности меньше 1.

Для повышения чувствительности максимальной защиты б трансформатора следует отказаться от согласования по току этой защиты с предыдущей дистанционной защитой 5, а выполнить согласование только по напряжению. При этом ток срабатывания защиты б можно принять равным 125 А, а ток срабатывания реле $125 \cdot 1,73 / 30 = 7,2$ А.

Производится проверка чувствительности (по току) защиты б:

а) при двухфазном КЗ в точке К2 $k_{ч.осн}^{(2)} = 17,9 / 7,2 = 2,5$ (для двухрелейной схемы рис. 2.1, з $k_{ч}$ был бы в два раза меньше, что не допускается);

б) при двухфазном КЗ в точке К3 на стороне 10 кВ, когда защита выполняет резервные функции; по табл. 2.1 расчетный ток в реле $I_{р.мин} = 1,5 \cdot 195 / 30 = 9,7$ А, где $I_{к.мин}^{(3)} = 195$ А – ток КЗ через каждый из трансформаторов при их параллельной работе на стороне 10 кВ и повреждении на шинах 10 кВ (ток приведен к напряжению 110 кВ). Коэффициент чувствительности $k_{ч.осн}^{(2)} = 9,7 / 7,2 = 1,34 > 1,2$;

в) при двухфазном КЗ в точке К5 в конце ВЛ 35 кВ Л2 расчетный ток в реле $I_{р.мин} = 1,73 \cdot 175 / 30 = 10$ А; $k_{ч.осн}^{(2)} = 10 / 7,2 = 1,38 > 1,2$.

Следует подчеркнуть, что схема максимальной защиты с тремя реле при соединении трансформаторов тока в треугольник (рис. 2.1, в) воспринимает двухфазные КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток «звезда – звезда» как трехфазное КЗ, что является преимуществом этой схемы и определяет ее применение как типовое.

При выполнении дистанционной защиты на линии 35 кВ с токовыми пусковыми органами, т.е. с третьей ступенью в виде направленной или ненаправленной максимальной токовой защиты, согласование с ней однотипной максимальной токовой защиты трансформатора облегчается.

Одновременно с проверкой чувствительности защиты б следует проверить возможность применения принципа дешунтирования ЭВ короткозамыкателя по выражению (2.2а), так же, как в примере 4. При токе срабатывания ЭВ, равном 5 А и без учета действительной токовой погрешности трансформаторов тока коэффициент чувствительности для ЭВ составляет $9,7 / 5 \approx 2$, т.е. меньше требуемых 2,4 при наличии дифференциальной защиты трансформатора. С учетом токовой погрешности $f \approx 20\%$ коэффициент чувствительности снижается до 1,6, что недопустимо. Расчетное значение тока 9,7 А принято при КЗ на стороне 10 кВ в зоне действия дифференциальной защиты трансформатора. Еще меньшее значение коэффициента чувствительности оказывается при КЗ на стороне 35 кВ, поскольку обычно устанавливаются два ЭВ в приводе короткозамыкателя 110 кВ и для такой схемы из табл. 2.2 значение $k_y = 2$ (три реле защиты и два ЭВ). Тогда по выражению (2.2а) без учета токовой погрешности f коэффициент чувствительности для ЭВ составит $17,9 / (2 \cdot 5) = 1,79$, а с учетом $f = 20\%$ коэффициент чувствительности снижается до 1,44, что не допускается [1]. Таким образом, схема с дешунтированием ЭВ (ЭО) не должна применяться и в качестве источника оперативного тока следует использовать

предварительно заряженные конденсаторы, блоки питания или аккумуляторную батарею.

Выбираются уставки реле пусковых органов напряжения защит б, з, 2.

1. Напряжение срабатывания минимальных реле напряжения защиты б (рис. 2.11, б), включенных на шинный трансформатор напряжения 35 кВ, выбирается по условиям (2.21) и (2.24). По условию (2.21) $U_{с.з} \leq 0,6U_{ном.тр}$ (из расчета samozапуска). По условию (2.24) согласования с дистанционной защитой ВЛ 35 кВ Л2

$$U_{с.з} \leq \frac{50}{1,1(22 + 50)} = 0,63,$$

где $z_{с.з}$ – наибольшее сопротивление до шин 35 кВ защищаемого трансформатора (из расчета токов в минимальном режиме, рис. 2.16). Выбирается меньшее значение $U_{с.з} = 0,6U_{ном.тр} = 0,6 \cdot 38500 = 23000$ В. При $n_n = 35000/100$ $U_{с.р} = 66$ В. Поскольку определения чувствительности в основной зоне (на шинах 35 кВ) не требуется, производится расчет $k_{ч.рез}^{(2)}$ при трехфазном или двухфазном КЗ в конце зоны резервирования, т.е. в конце ВЛ 35 кВ Л2 (точка К5), в максимальном режиме системы по условию (2.23а):

$$k_{ч.н}^{(3)} = k_{ч.н}^{(2)} = \frac{U_{с.з}}{U_{ост}} = \frac{23000}{21000} \approx 1,1$$

т.е. резервирование на отходящей линии обеспечивается, но без требуемого запаса ($k_{ч} < 1,2$). Для сравнения следует отметить, что в случае применения комбинированного пускового органа (рис. 2.11, а) $k_{ч.н}^{(3)} > 1,3$ – по условию (2.23), а $k_{ч.н_2}$, как обычно, значительно выше требуемого, т.е. дальнейшее резервирование надежно обеспечивается. Однако комбинированный пусковой орган не позволяет произвести согласование по напряжению с предыдущей дистанционной защитой по причине своей высокой чувствительности к несимметричным КЗ. Выбор того или другого пускового органа (рис. 2.11, а, или б) должен производиться в зависимости от того, что является в конкретном случае более важным: согласование чувствительности защит или обеспечение дальнего резервирования. Согласование чувствительности защит важно главным образом в тех случаях, когда неселективное срабатывание (при отсутствии согласования) вызывает более тяжелые последствия, чем неотключение КЗ вследствие недостаточной чувствительности в зоне резервирования. При недостаточной чувствительности в зоне резервирования в последнее время применяют дополнительные комплекты максимальной защиты трансформаторов повышенной чувствительности или устройства резервирования отказов выключателей и защит отходящих линий.

2. Напряжение срабатывания пускового органа, включенного на стороне 10 кВ, используемого для пуска максимальных защит з и б (выполненного также по схеме рис. 2.11, б, аналогично пусковому органу на стороне 35 кВ), выбирается по условию (2.21) и при необходимости по условию (2.24) согласования чувствительности с предыдущими защитами (если не обеспечивается согласование по току). Напряжение срабатывания реле пускового органа предыдущей защиты, включенного на междуфазное напряжение (реле 1 на рис. 2.11, а). В данном примере принимается по формуле (2.21) для пускового органа защит з и б $U_{с.з} = 0,55U_{ном.тр} = 0,55 \cdot 11000 = 6000$ В; $U_{с.р} = 60$ В (при $n_n = 10000 / 100$).

3. Для реле 1 комбинированного пускового органа защиты $2 U_{c.p} = 1,05 \cdot 60 = 63$ В. Для реле 2 этого же органа по формуле (2.20) $U_{2c.p} = 6$ В. Однако надо отметить, что при установке на предыдущих линиях 10 кВ дистанционных защит предпочтительнее применить и для защиты 2 пусковой орган из трех реле напряжения (рис. 2.11, б), который позволит легко обеспечить согласование чувствительности (по напряжению) максимальной защиты 2 на СВ 10 кВ с дистанционными защитами отходящих линий 10 кВ этой подстанции по условию (2.24). Чувствительность в зоне резервирования проверяется по выражениям (2.23а) или (2.22) и (2.23) соответственно для пускового органа защит 3 и 6 и комбинированного пускового органа защиты (в данном примере не определяется).

Выбирается время срабатывания максимальной защиты 6 для первой ступени (B_1) из условия обеспечения селективности с теми предыдущими защитами, с которыми производилось согласование чувствительности. Определяющим является время срабатывания третьей ступени дистанционной защиты 5 ВЛ 35 кВ Л2 ($t_{c.35}^{\text{III}} = 3,5$ с), тогда $t_{c.3B_1} = 4$ с; $t_{c.3B_2} = 4,5$ с (рис. 2.16).

Выбираются уставки максимальной защиты с комбинированным пуском по напряжению на секционном выключателе СВ 35 кВ, который вводится в работу при отсутствии одного из трансформаторов. Поскольку через СВ может быть включена только одна из ВЛ 35 кВ, то обеспечение согласования между защитами этой линии и СВ обязательно. Поэтому выбирается $t_{c.3CB} = 3,5$ с (с ускорением до 0,5 с при работе АВР). Соответственно ток срабатывания защиты СВ должен быть

$$I_{c.3CB} \geq \frac{I_{c.36}}{k_{н.с}} = \frac{125}{1,3} \approx 100 \text{ А или } 300 \text{ А, приведенным к напряжению } 35 \text{ кВ.}$$

Чувствительность защиты при КЗ на шинах 35 кВ обеспечивается. Далее должна быть проверена возможность использования максимальной защиты СВ для замены линейных защит на период их проверки.

Производится расчетная проверка трансформаторов тока в соответствии с § 1.5 так же, как в примере 4.

§ 2.5. Дифференциальная токовая защита трансформаторов (без торможения)

Основные условия расчета. Дифференциальная (продольная) токовая защита является основной быстродействующей защитой трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 3 кВ и выше от КЗ на выводах, а также от внутренних повреждений. В соответствии с «Правилами» [1] продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени должна предусматриваться на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и выше, а также на трансформаторах 4 МВ·А при их параллельной работе и на трансформаторах меньшей мощности (но не менее 1 МВ·А), если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с. Кроме того, дифференциальная защита предусматривается на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям (поскольку газовая защита трансформатора здесь может действовать только на сигнал).

Принцип действия, схемы выполнения и методы расчета параметров срабатывания дифференциальных защит понижающих трансформаторов изложены в фундаментальных учебниках по РЗ [3, 4, 5 и др.], в «Руководящих указаниях» (вып. 4),

а также в новом учебном пособии кафедры РЗА ПЭИПК «Дифференциальные защиты трансформаторов», автор А.М. Александров [13].

В распределительных сетях России и стран СНГ большинство дифференциальных защит трансформаторов выполнено на традиционных аналоговых реле типов РНТ и ДЗТ-10 завода ЧЭАЗ. В последнее десятилетие включены в работу новые реле дифференциальных защит РСТ-15 и РСТ-23, ДЗТ-23, блоки в ЯРЭ-2201 (ЧЭАЗ), а также цифровые реле фирм «АББ», «Сименс», «Альстом». Вопросы выбора уставок этих новых реле рассмотрены в [13] как рекомендательные до накопления опыта их эксплуатации. Здесь эти рекомендации не приводятся.

На двух- и трехобмоточных силовых трансформаторах (автотрансформаторах) без регулирования напряжения под нагрузкой применяются реле серии РНТ с насыщающимися трансформаторами тока (НТТ) и короткозамкнутой обмоткой. Для защиты силовых трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой, как правило, применяются реле серии ДЗТ-10 с НТТ и магнитным торможением сквозным (циркулирующим) током дифференциальной защиты [3]. Исключение могут составлять трансформаторы с малыми значениями токов КЗ при повреждениях на стороне низшего напряжения, для которых более высокую чувствительность обеспечивают реле РНТ благодаря лучшей отстройке от бросков тока намагничивания (§ 2.6).

Для трансформаторов большой мощности выпускаются полупроводниковые сложные реле серии ДЗТ-20, позволяющие выполнить дифференциальную защиту с током срабатывания, значительно меньшим номинального тока трансформатора [3]. В распределительных сетях реле этой серии не применяются и в дальнейшем под индексом ДЗТ подразумеваются реле ДЗТ-11 и аналогичные. В сравнительно редких случаях для дифференциальной защиты используются обычные токовые реле серии РТ-40.

Выполнение схемы и расчеты уставок дифференциальной защиты трансформаторов имеют ряд особенностей по сравнению с выполнением схемы и расчетами уставок дифференциальных защит других элементов:

1) необходимость отстройки от бросков намагничивающего тока, возникающих при включении ненагруженного трансформатора (автотрансформатора) под напряжение (на холостой ход) или при восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ в питающей сети;

2) необходимость отстройки от токов небаланса, обусловленных неполным выравниванием действия неодинаковых вторичных токов в плечах дифференциальной защиты, что обусловлено:

невозможностью точной установки на коммутаторе реле РНТ и ДЗТ расчетных чисел витков (дробных) уравнивательных обмоток; этим вызывается появление составляющей тока небаланса, обозначаемой $I'_{нб}$ (см. далее);

регулировкой коэффициента трансформации защищаемого трансформатора (автотрансформатора) с РПН; этим вызывается изменение вторичных токов только в одном из плеч дифференциальной защиты, что приводит к появлению составляющей тока небаланса, обозначаемой $I''_{нб}$ (см. далее);

Наряду с этими составляющими существует составляющая тока небаланса ($I'_{нб}$), обусловленная разностью намагничивающих токов трансформаторов тока в плечах защиты (в практических расчетах ее принято считать равной току намагничивания или полной погрешности ϵ худшего из ТТ (см. главу 1, § 1.5). Эта составляющая, характерная для всех дифференциальных защит, может быть особенно значительной

для дифференциальных защит трансформаторов, поскольку они характеризуются большими и значительно отличающимися друг от друга сопротивлениями нагрузки трансформаторов тока в плечах защиты и параметрами трансформаторов тока. Таким образом, ток небаланса дифференциальной защиты трансформаторов состоит из трех составляющих:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}. \quad (2.35)$$

Первым условием выбора первичного тока срабатывания защиты является отстройка от этого тока небаланса:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб}, \quad (2.36)$$

где k_n – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,3 для реле РНТ.

Вторым условием выбора тока срабатывания защиты является отстройка от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора (автотрансформатора) под напряжение:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{ном.тр}, \quad (2.37)$$

где k_n – коэффициент отстройки дифференциальной защиты от бросков тока намагничивания; $I_{ном.тр}$ – номинальный ток трансформатора.

В «Руководящих указаниях» рекомендуются значения $k_n = 1 \div 1,3$ для дифференциальных защит с реле серии РНТ-560 и $1,2 \div 1,5$ для защит реле ДЗТ-11 и т. п. (значения k_n увеличены из-за отсутствия в этих реле короткозамкнутой обмотки и худших параметров в отношении отстройки от бросков тока намагничивания защищаемого трансформатора). В практических расчетах в выражении (2.37) обычно принимается $k_n = 1,3$ для дифференциальной защиты с реле серии РНТ и $k_n = 1,5$ – с реле ДЗТ-11.

В работах [3, 4] показано, что могут на основании расчета приниматься несколько меньшие значения k_n , особенно для защит трансформаторов, электрически удаленных от генерирующих источников. Коэффициент k_n вычисляется по следующим эмпирическим выражениям (для трансформаторов тока с номинальным вторичным током 5 А): $k_n = 1,7 \div 2,8 x_{к*}$ для реле серии РНТ-560 и $k_n = 2,1 \div 3,7 x_{к*}$ для реле ДЗТ-11. Если в результате расчета $x_{к*}$ (см. далее) окажется, что $x_{к*} > 0,3$, то рекомендуется принимать $k_n = 0,9$ для РНТ-560 и $k_n = 1$ для ДЗТ-11.

Значение $x_{к*} = x_k/x_б$, где $x_б = \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.тр}}$; $U_{ном}$ – номинальное (среднее)

междуфазное напряжение трансформатора, кВ; $S_{ном.тр}$ – полная мощность трансформатора, МВ·А. Значение $x_k = x_{1с} + (1,1 \div 1,15) x_b^{(1)}$, где $x_{1с}$ – сопротивление прямой последовательности питающей энергосистемы до точки подключения трансформатора, Ом; $x_b^{(1)}$ – индуктивное сопротивление включаемой обмотки трансформатора при полном насыщении его магнитопровода, Ом. Предварительно значение этого сопротивления в относительных единицах или процентах определяется по эмпирическому выражению для трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ мощностью от 6,3 до 63 МВ·А: $x_b^{(1)} = (12,7 + u_k)/1,35$, где u_k – напряжение

краткого замыкания в относительных единицах или процентах из паспорта трансформатора или ГОСТ. Затем по выражению (2.6) значение $x_b^{(1)}$ определяется в именованных единицах (омах), отнесенных к номинальному напряжению стороны ВН (110 кВ), откуда трансформатор включается под напряжение. В «Руководящих указаниях» приведено несколько отличное выражение для вычисления $x_b^{(1)}$ для трансформаторов 110–330 кВ всех мощностей: $(13,9 + u_k)/1,38$. В этих эмпирических выражениях принимаются средние значения напряжения КЗ, т.е. не учитывается влияние РПН на изменение сопротивления трансформатора.

Например, при $u_{к.ср} = 10,5\%$ значение $x_b^{(1)} = (12,7 + 10,5) / 1,35 = 17,2\%$.

При мощности двухобмоточного трансформатора 10 МВ·А по выражению (2.6) $x_b^{(1)} = 17,2 \cdot 115^2 / (100 \cdot 10) = 227$ Ом. Принимаем сопротивление энергосистемы $x_{1с} = 30$ Ом и получаем $x_k = 30 + 1,15 \cdot 227 = 291$ Ом. Значение $x_б = 115^2 / 10 = 1320$, $x_{к*} = 291 / 1320 = 0,22$. Для дифференциальной защиты с реле РНТ-560 значение $k_n = 1,7 - 2,8 \cdot 0,22 \approx 1,1$.

Если трансформатор трехобмоточный, значение $x_b^{(1)}$ определяется по большему из значений $u_{к.ср}$, которое обычно равно 17% (между обмотками высшего и низшего напряжений). Для условий этого примера: $x_b^{(1)} = (12,7 + 17) / 1,35 = 22\%$, или 290 Ом, $x_k = 30 + 1,15 \cdot 290 = 364$ Ом, $x_{к*} = 0,28$; $k_n = 1,7 - 2,8 \cdot 0,28 = 0,92$.

Пример расчета k_n для дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11 приведен ниже.

При вводе в эксплуатацию дифференциальной защиты с током срабатывания, выбранным по условию (2.37), рекомендуется для проверки надежности несрабатывания защиты при бросках тока намагничивания производить пять опытов включения трансформатора под напряжение (на холостой ход), наблюдая при этом за поведением контактов реле дифференциальной защиты.

В выражении (2.37) номинальный ток трансформатора принимается по паспортным данным. При их отсутствии определяется по выражению

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{1,73U_{ном.тр}}. \quad \text{Например, для трансформатора 10 МВ·А, 115 кВ } I_{ном.тр} =$$

$= 0,05$ кА или 50 А. Для создания расчетного запаса можно принимать $1,05 I_{ном.тр}$.

Таким образом, условие (2.37) не позволяет выбрать ток срабатывания дифференциальной защиты трансформаторов, выполненной на реле серий РНТ-560 или ДЗТ-10, существенно меньшим номинального тока трансформатора. Это является известным недостатком этих реле.

Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты

$$k_n = \frac{I_{р.мин}}{I_{с.р}}, \quad (2.38)$$

где $I_{р.мин}$ – ток в первичной обмотке НТТ реле серий РНТ и ДЗТ, который в целях упрощения расчета определяется в предположении, что весь ток повреждения проходит только по одной стороне трансформатора, вычисляется приведением первичного тока повреждения ко вторичной цепи трансформаторов тока этой стороны с учетом вида КЗ и схемы соединения трансформаторов тока; $I_{с.р}$ – ток срабатывания реле,

соответствующий числу витков первичной обмотки НТТ реле РНТ, ДЗТ, используемых на той стороне, по которой проходит ток $I_{р.мин}$.

Для трансформаторов распределительных сетей характерно именно одностороннее питание. При этом значения расчетного тока в реле дифференциальной защиты $I_{р.мин}$ могут быть определены по табл. 2.1. Минимальный первичный ток на питающей стороне ВН при трехфазном КЗ на стороне НН (СН) трансформаторов с РПН определяется по формуле (2.11). Как правило, требуется $k_{\alpha} \approx 2$, но допускается для редких случаев снижение k_{α} до 1,5 [1].

Задачей расчета дифференциальной защиты трансформатора с реле серии РНТ является определение тока срабатывания по условиям (2.36)–(2.38) и чисел витков обмоток НТТ.

Расчет тока небаланса. Составляющие тока небаланса, входящие в выражение (2.35), определяются расчетом следующим образом:

1. Составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока:

$$I'_{нб} = k_{апср} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{к.макс}, \quad (2.39)$$

где $I_{к.макс}$ – периодическая составляющая (при $t = 0$) при расчетном внешнем трехфазном металлическом КЗ; ε – относительное значение тока намагничивания, при выборе трансформаторов тока, по кривым предельных кратностей принимается равным 0,1 (§ 1.5); $k_{одн}$ – коэффициент однотипности, принимается равным 1,0, если на всех сторонах трансформатора имеется не более одного выключателя, может приниматься равным 0,5, если трансформатор присоединен к сети через два выключателя, но только при рассмотрении внешнего повреждения на этой стороне, $k_{апср}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, для реле с НТТ может быть принят равным 1.

2. Составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора (автотрансформатора),

$$I''_{нб} = \Delta U_{\alpha} \cdot I_{\alpha к.макс} + \Delta U_{\beta} \cdot I_{\beta к.макс}, \quad (2.40)$$

где $I_{\alpha к.макс}$ и $I_{\beta к.макс}$ – периодические составляющие токов (при $t = 0$), проходящих при расчетном внешнем КЗ на сторонах, где производится регулированием напряжения; ΔU_{α} и ΔU_{β} – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора или автотрансформатора ($\Delta U_{рпн}$). В «Руководящих указаниях» рекомендуется принимать ΔU равным половине суммарного (полного) диапазона регулирования напряжения на соответствующей стороне трансформатора; при этом определение вторичных токов в плечах защиты, выбор чисел витков обмоток НТТ для выравнивания магнитодвижущих сил производится при среднем значении регулируемого напряжения. Наряду с этим разработан (Теплоэлектропроектом) расчетный прием вычисления составляющих $I'_{нб}$ и $I''_{нб}$ при так называемом оптимальном положении регулятора РПН ($U_{опт}$ на рис. 2.19). Основное отличие этой методики состоит в том, что расчетное значение тока небаланса определяется не при среднем, а при некотором оптимальном положении регулятора РПН, которое находится между средним и тем крайним положением регулятора, которому соответствует максимальное значение сквозного тока КЗ $I_{к.макс.ВН}$. В ряде случаев этот прием позволяет повысить чувствительность дифференциальной защиты с реле РНТ и применяется, когда по

каким-либо причинам нецелесообразно или невозможно использовать дифференциальные реле с торможением типа ДЗТ.

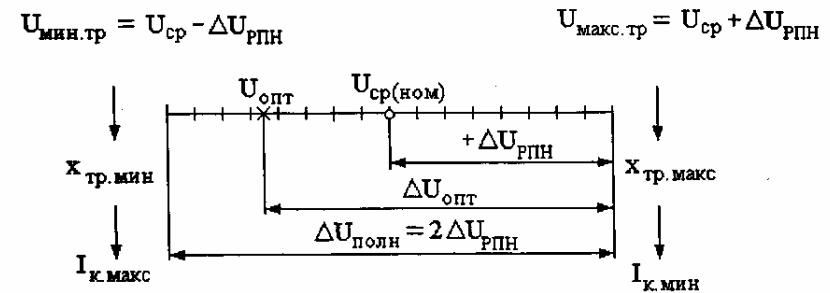


Рис. 2.19. Условные обозначения напряжений регулируемой стороны трансформатора с РПН

3. Составляющая, обусловленная неточностью установки на коммутаторе реле РНТ (ДЗТ) расчетных чисел витков уравнивательных обмоток (для неосновных сторон – см. далее):

$$I'''_{нб} = \frac{\omega_{грасч} - \omega_I}{\omega_{грасч}} I_{к.макс} + \frac{\omega_{грасч} - \omega_{II}}{\omega_{грасч}} I_{II к.макс}, \quad (2.41)$$

где $\omega_{грасч}$ и $\omega_{грасч}$ – расчетные числа витков обмоток РНТ для неосновных сторон; $I_{к.макс}$ и $I_{II к.макс}$ – периодические составляющие токов КЗ (при $t = 0$), проходящих при расчетном внешнем КЗ на сторонах, где используются соответственно числа витков (ω_I и ω_{II}).

В выражении (2.41) токи $I_{к.макс}$ и $I_{II к.макс}$ должны учитываться с их знаками, причем за положительные приняты направления токов к защищаемому трансформатору. Выражения (2.40) и (2.41) составлены применительно к трехобмоточному трансформатору; при двухобмоточном трансформаторе в правой части этих выражений исключаются вторые члены. Составляющая $I'''_{нб}$ учитывается только при расчете уточненного тока срабатывания, после выбора чисел витков обмоток НТТ. В ряде случаев большое значение составляющей $I'''_{нб}$ может привести к необходимости значительного увеличения предварительно выбранного $I_{с.з}$ защиты с реле РНТ.

Расчет чисел витков обмоток НТТ. В начале расчета определяются вторичные токи в плечах дифференциальной защиты трансформатора. Сторону, где проходит наибольший ток, рекомендуется принимать за основную. Для этой стороны ток срабатывания реле

$$I_{с.р.осн} = \frac{I_{с.з} k_{сх.осн}^{(3)}}{n_{т.осн}}, \quad (2.42)$$

где $I_{с.з.осн}$ – ток срабатывания защиты, выбранный по условиям (2.36)–(2.38) и приведенный к напряжению основной стороны; $n_{т.осн}$ – коэффициент трансформации

трансформаторов тока на основной стороне; $k_{\text{сх.осн}}^{(3)}$ – коэффициент схемы для трансформаторов тока на основной стороне.

Для трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения на стороне ВН ($\Delta U_{\text{РПН}} \geq \pm 10\%$) и большим различием токов при внешних КЗ при крайних положениях регулятора РПН (§ 2.2) расчеты $I_{\text{к.макс}}$, $I_{\text{нб}}$, выбор $I_{\text{с.з}}$ и выбор числа витков обмотки НТТ, включаемой в плечо ВН, более удобно производится для значений, приведенных к этой же *регулируемой* стороне ВН, даже если на этой стороне ВН меньший вторичный ток.

Число витков обмотки НТТ реле РНТ, подключаемой к трансформаторам тока основной стороны,

$$\omega_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{с.р}}}{I_{\text{с.р.осн}}}, \quad (2.43)$$

где $F_{\text{с.р}}$ – МДС, необходимая для срабатывания реле, А; для реле РНТ-565 равна 100 ± 5 А; для реле РНТ-562 (снятых с производства) – 60 ± 4 А.

В качестве основной может использоваться либо одна из уравнильных обмоток (рис. 2.20, а), либо рабочая (дифференциальная) обмотка реле (рис. 2.20, б). Для схемы включения реле по рис. 2.20, а условие равенства нулю (при неучете небаланса) результирующей МДС, в режимах нагрузки или внешних КЗ имеет вид:

$$I_{2\text{осн}} \cdot \omega_{\text{осн}} = I_{2\text{неосн}} \cdot \omega_{\text{неосн.расч}} \quad (2.44)$$

Из соотношения (2.44) следует, что число витков обмотки НТТ, включаемой на неосновной стороне, должно быть

$$\omega_{\text{неосн.расч}} = \omega_{\text{осн}} \frac{I_{2\text{осн}}}{I_{2\text{неосн}}} \quad (2.45)$$

Если для трансформатора с большим диапазоном регулирования напряжения на стороне ВН в начале расчета были вычислены значения $I_{\text{с.р.неосн}}$ и $\omega_{\text{неосн}}$ для стороны ВН по выражениям, аналогичным (2.42) и (2.43), то из условия (2.44) можно определить, что

$$\omega_{\text{осн.расч}} = \omega_{\text{неосн}} \frac{I_{2\text{неосн}}}{I_{2\text{осн}}} \quad (2.45а)$$

При включении реле по схеме на рис. 2.20, а одна из уравнильных обмоток является *основной* ($\omega_{\text{урI}} = \omega_{\text{осн}}$), а другая – *неосновной* ($\omega_{\text{урII}} = \omega_{\text{неосн}}$). При включении реле по схеме 2.20, б рабочая (дифференциальная) обмотка является *основной*: $\omega_{\text{раб.диф}} = \omega_{\text{осн}}$, а одна из уравнильных обмоток – *неосновной*, причем число витков на ней

$$\omega_{\text{ур}} = \omega_{\text{неосн}} - \omega_{\text{раб.диф}} \quad (2.46)$$

При необходимости установки тока срабатывания реле РНТ-565 ниже 2,87 А (но не менее 1,45 А) можно использовать обе уравнильные и рабочую обмотки. На рабочей обмотке и той уравнильной обмотке, которая включается на основной стороне, произвольно подбираются числа витков, сумма которых должна быть равна

числу $\omega_{\text{осн}}$, полученному из выражения (2.43). Число витков уравнильной обмотки неосновной стороны определяется как разность между расчетным числом $\omega_{\text{неосн}}$ из выражения (2.45) и ранее выбранным числом витков рабочей обмотки.

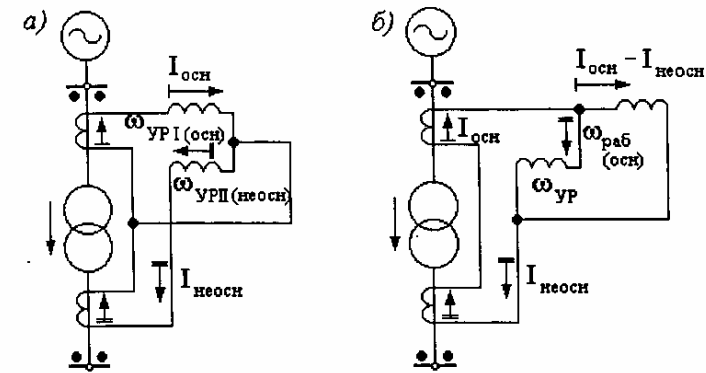


Рис. 2.20. Схемы включения обмоток реле типа РНТ в дифференциальной защите трансформатора (для одной фазы) без использования рабочей (дифференциальной) обмотки (а) и с использованием рабочей обмотки (б)

Для трехобмоточного трансформатора, у которого две неосновные стороны, выражение (2.44) приобретает вид:

$$I_{2\text{осн}} \cdot \omega_{\text{осн}} = I_{2\text{I}} \cdot \omega_{\text{I расч}} = I_{2\text{II}} \cdot \omega_{\text{II расч}} \quad (2.44а)$$

где $I_{2\text{осн}}$, $I_{2\text{I}}$, $I_{2\text{II}}$ – вторичные номинальные токи в плечах защиты для основной и неосновных сторон I и II; $\omega_{\text{осн}}$, $\omega_{\text{I расч}}$, $\omega_{\text{II расч}}$ – принятое число витков для основной стороны и расчетные числа витков для неосновных сторон I и II. При этом числа витков, устанавливаемые на уравнильных обмотках реле РНТ (на неосновных сторонах), определяются по выражению (2.46). Правильность выбора витков проверяется по уравнению (2.44) или (2.44а).

Число витков или сопротивление в цепи *короткозамкнутой обмотки* реле РНТ рекомендуется принимать при $I_{\text{с.з}} \geq 1,3 I_{\text{ном.тр}}$ следующим: для реле РНТ-562 – положение штепсельных винтов Б – Б; для реле РНТ-565 – сопротивление в цепи короткозамкнутой обмотки $R_{\text{к}} \approx 3 \div 4$ Ом. При сопротивлении вторичной нагрузки трансформаторов тока защиты ($Z_{\text{н.расч}}$), близком по значению к $Z_{\text{н.доп}}$, рекомендуется установить $R_{\text{к}} \approx 0,8 \div 1$ Ом, хотя при уменьшении $R_{\text{к}}$ замедляется срабатывание реле при КЗ в зоне действия. Однако даже при $R_{\text{к}} = 0$ время срабатывания реле не превышает 0,1–0,12 с.

Примеры расчета дифференциальной защиты (без торможения)

Пример 9. Выбираются уставки дифференциальной защиты с реле РТН-565 двухобмоточного трансформатора 6,3 МВ·А по исходным данным, приведенным на рис. 2.21.

Решение. Рассчитываются токи КЗ в соответствии с указаниями § 2.2. Значения токов приведены на рис. 2.21.

Определяются средние значения первичных и вторичных номинальных токов для всех сторон защищаемого трансформатора (табл. 2.5).

Определяется первичный ток небаланса по выражению (2.35) без учета составляющей $I''_{нб}$, так как неизвестно насколько точно удастся в ходе расчета подобрать числа витков обмоток НТТ реле. В соответствии с выражениями (2.35), (2.39) и (2.40) первичный ток небаланса, приведенный к регулируемой стороне ВН $I'_{нб} = I''_{нб} + I'''_{нб} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) \cdot 320 = 64 \text{ A}$, где $\Delta U_{*a} = \Delta U_{*рпн} = 0,1$, т.е. половине суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН (рис. 2.21).

Определяется предварительное, без учета $I''_{нб}$, значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса по формуле (2.36): $I_{сз} \geq 1,3 \cdot 64 = 83 \text{ A}$. По условию отстройки от броска тока намагничивания (2.37) $I_{сз} \geq 1,3 \cdot 31,7 = 41,2 \text{ A}$, т.е. меньше, чем по условию (2.36), и поэтому нет необходимости уточнять значение k_n в выражении (2.37) с целью его снижения (изложено выше).

Производится предварительная проверка чувствительности защиты при повреждениях в зоне ее действия:

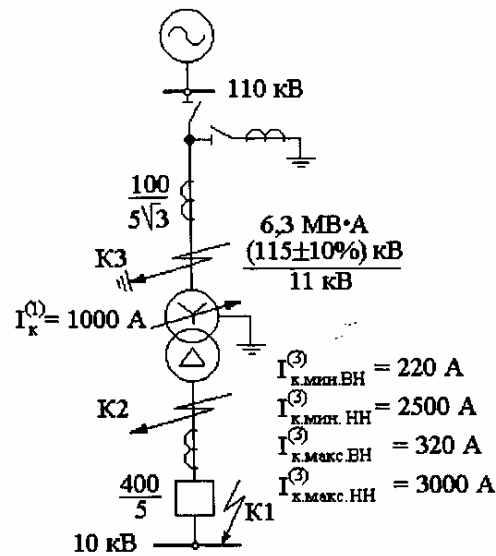


Рис. 2.21. Схема участка сети к примеру 9

1. При двухфазном КЗ в точке К2 (рис. 2.21) ток повреждения проходит через трансформаторы тока стороны 110 кВ, соединенные в треугольник. В этом случае расчетный ток в реле дифференциальной защиты (при двух- или трехрелейном исполнении) определяется по табл. 2.1 для схем «треугольник с тремя реле» (рис. 2.1, а) или треугольника с двумя реле (рис. 2.1, б): $I_{р.мин} = 1,5 \cdot 220 / 20 = 16,5 \text{ A}$. Токи в цепях дифференциальной защиты при этом КЗ показаны на рис. 2.22.

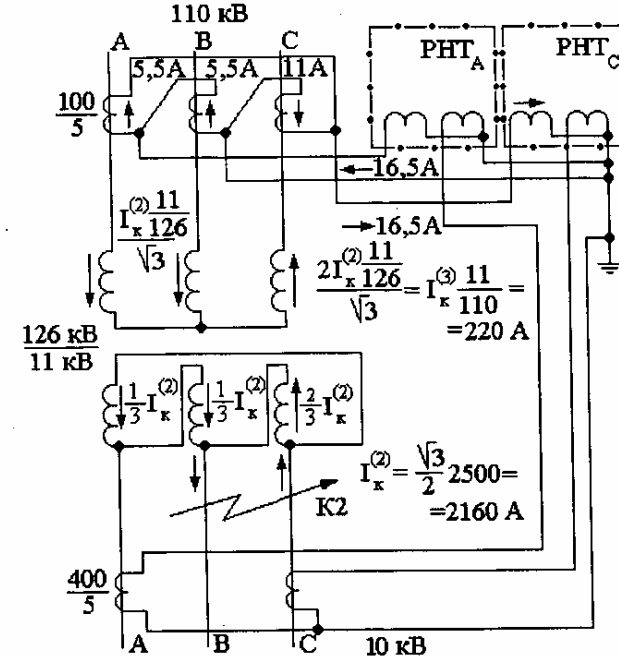


Рис. 2.22. Токораспределение в цепях дифференциальной защиты трансформатора при двухфазном КЗ в точке К2 (к примеру 9)

Таблица 2.5

Определение вторичных токов в плечах защиты (к примеру 9)

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	115 кВ	11 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,7$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока, n_T	100/5	400/5
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$\frac{31,7 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 2,74$	$\frac{330}{400/5} = 4,13$

Ток срабатывания реле (предварительный): $I_{с.р} = \frac{83 \cdot \sqrt{3}}{20} = 7,2$. Предваритель-

ное значение коэффициента чувствительности по (2.38) $k_q^{(2)} = 16,5/7,2 = 2,3 > 2$.

б) При однофазном КЗ в точке К2 (рис. 2.21) ток повреждения проходит, только по одной фазе и, следовательно, по одному из трансформаторов тока стороны 110 кВ. Поэтому расчетный ток в реле $I_{р.мин} = 1000/20 = 50$ А; $k_q^{(1)} = 50/7,2 = 7$. Поскольку в обоих случаях $k_q > 2$, расчет можно продолжать.

Определяются числа витков обмоток реле с учетом того, что на коммутаторе реле РНТ-565 можно подобрать практически любое целое число витков как рабочей, так и уравнильных обмоток. Расчет начинается с выбора числа витков неосновной стороны 110 кВ, так как это питающая сторона с регулируемым напряжением. Как видно из табл. 2.6, в которую сведены расчеты, полученное дробное число витков основной обмотки (сторона НН), вызвало появление составляющей $I_{нб}^m$, что привело к существенному увеличению предварительно выбранного тока срабатывания защиты.

На увеличение этого тока повлияло и полученное в п. 13 (табл. 2.6) число витков неосновной обмотки (сторона ВН).

Таблица 2.6

Определение чисел витков обмоток НТТ (к примеру 9)

№ пп.	Обозначение величины и расчетное выражение	Численное значение
1	$I_{с.р.неосн}$ (сторона ВН)	7,2 А
2	$\omega_{неосн.расч} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.неосн}}$	100/7,2 = 13,9 вит.
3	$\omega_{неосн}$ (ближайшее меньшее число)	13 вит.
4	$I_{с.р.неосн} = \frac{F_{с.р}}{\omega_{неосн}}$	100/13 = 7,7 А
5	$I_{с.з.неосн}$ (сторона ВН)	7,7·20/√3 = 89 А
6	$I_{с.з.осн}$ (сторона НН)	89·115/11 = 930 А
7	$\omega_{осн.расч} = \frac{\omega_{неосн} \cdot I_{2неосн}}{I_{2осн}}$	13·2,74/4,13 = 8,6 вит.
8	$\omega_{осн}$ (ближайшее целое число)	9 вит.
9	$I_{нб}^m$ по (2.41)	$\frac{8,6 - 9}{8,6} \cdot 320 = 14,9$ А
10	$I_{нб}$ с учетом $I_{нб}^m$ по (2.35)	64 + 14,9 = 78,9 А

Продолжение табл. 2.6

11	$I_{с.з.неосн}$ с учетом $I_{нб}^m$	1,3·78,9 = 102,5 А > 83 А
Расчет повторяется для нового значения $I_{с.з.неосн}$		
12	$I_{с.р.неосн}$ (сторона ВН) по (1.6)	102,5·√3/20 = 8,86 А
13	$\omega_{неосн.расч} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.неосн}}$	100/8,86 = 11,3 вит.
14	$\omega_{неосн}$ (ближайшее меньшее число)	11 вит.
15	$I_{с.р.неосн} = \frac{F_{с.р}}{\omega_{неосн}}$	100/11 = 9,1 А
16	$I_{с.з.неосн}$ (сторона ВН)	9,1·20/√3 = 105 А
17	$I_{с.з.осн}$ (сторона НН)	105·115/11 = 1097 А
18	$\omega_{осн.расч} = \frac{\omega_{неосн} \cdot I_{2неосн}}{I_{2осн}}$	11·2,74/4,13 = 7,3 вит
19	$\omega_{осн}$ (ближайшее целое число)	7 вит.
20	$I_{нб}^m$ по (2.41)	$\frac{7,3 - 7}{7,3} \cdot 320 = 13,2$ А
21	$I_{нб}$ с учетом $I_{нб}^m$ по (2.35)	64 + 13,2 = 77,2 А
22	$I_{с.з.неосн}$ с учетом $I_{нб}^m$	1,3·77,2 = 100 А < 105 А (из п.16)
23	Окончательно принятые числа витков $\omega_{осн} = \omega_{ур I}$ (сторона НН) $\omega_{неосн} = \omega_{ур II}$ (сторона ВН)	7 вит. 11 вит. Схема включения обмоток НТТ реле – рис. 2.22 (аналогично рис. 2.20, а)
24	Проверка по (2.24)	4,13·7 ≈ 2,74·11

Коэффициент чувствительности при КЗ в точке К2 (при окончательно выбранных числах витков и токе срабатывания реле при прохождении тока КЗ по стороне ВН $I_{с.р} = 100/11 = 9,1$ А) $k_q^{(2)} = I_{р.мин}/I_{с.р} = 16,5/9,1 = 1,81$. Надо заметить, что, несмотря на $k_q \approx 2$ [1], защита получилась очень грубой (300%/ $I_{ном.тр}$). В этом

случае целесообразнее применить реле типа ДЗТ-11 (§ 2.5). При их отсутствии можно рассмотреть один из способов снижения расчетного значения $I_{нб}$ и, следовательно, $I_{с.з}$:

а) определение $I'_{нб} = I_{нам}$ по фактической (или типовой) характеристике намагничивания (§ 2.2) в случаях применения мощных выносных трансформаторов тока и при $z_{н.расч} \ll z_{н.доп}$ (§ 1.5); определение производится для каждой из групп трансформаторов тока дифференциальной защиты при $I_{к.макс}^{(3)}$ внешнего КЗ, принимается наибольшее из полученных значений;

б) определение $I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб}$ при оптимальном (а не среднем) положении регулятора напряжения (РПН), как показано ниже;

в) изменение коэффициента трансформации трансформаторов тока одной из сторон, если это позволяет снизить $I'_{нб}$ и не противоречит другим условиям;

г) уменьшение значения $z_{н.расч}$ (если это возможно).

Производится расчетная проверка трансформаторов тока на обеих сторонах трансформатора в объеме, указанном в § 1.5 аналогично примеру 4. При расчетной проверке трансформатора тока с $I_{2 ном} = 5$ А на 10%-ную погрешность сопротивление дифференциальных реле типов РНТ-565 и ДЗТ-11, наиболее часто применяемых в распределительных сетях, для режима внешнего (сквозного) КЗ практически может приниматься $z_p \approx 0,1$ Ом. В редких случаях включения на тормозной обмотке реле ДЗТ-11 более 12 витков (§ 2.5) $z_p \approx 0,2$ Ом (для проверки трансформаторов тока того плеча дифференциальной защиты, в которое включена тормозная обмотка).

Проверка показывает непригодность встроенных трансформаторов тока типа ТВТ-110 с $n_t = 100/5$. При использовании $n_t = 150/5$ эти трансформаторы тока обеспечивают необходимую точность работы, но не позволяют применить схему защиты с дешунтированием электромагнита включения (ЭВ) короткозамыкателя (§ 2.2). Трансформаторы тока типа ТФНД-110М (ТФЗМ 110Б) при $n_t = 100/5$ обеспечивают $\varepsilon < 10\%$ и позволяют применить схему с дешунтированием ЭВ.

Определяется ток срабатывания реле РТБ блокировки отключения отделителя ОД, которое должно надежно (при $k_q > 2$) срабатывать при включении короткозамыкателя КЗ, т.е. при однофазном КЗ в точке КЗ (рис. 2.21) в минимальном режиме работы системы. Первичный ток срабатывания реле РТБ $I_{с.з} = I_{к.мин}^{(1)} / k_q = 1000/2,5 = 400$ А.

Вторичный ток срабатывания реле $I_{с.р} = I_{с.з} / n_t \approx 400/60 = 6,7$ А, где n_t — коэффициент трансформации трансформатора тока типа ТШЛ-0,5, устанавливаемого в цепи КЗ для питания реле РТБ (и ранее применявшегося реле БРО); при одном витке $n_t \approx 60$; при двух — $n_t \approx 30$; при трех — $n_t \approx 20$. Устанавливается реле РТ-40/10.

При определении $I_{к.мин}^{(1)}$ следует учитывать случай одновременного трехфазного КЗ за трансформатором. Если соотношения параметров питающей системы и трансформатора таковы, что

$$x_{1тр} / x_{1с} < 3 \text{ и } x_{0с} / x_{1с} > 1, \quad (2.47)$$

то одновременное трехфазное КЗ за трансформатором может существенно уменьшить ток однофазного КЗ.

Для приближенной оценки снижения значения $I_k^{(1)}$ в зависимости от соотношения параметров системы ($x_{1с}$, $x_{0с}$) и трансформатора ($x_{1тр}$) можно воспользоваться кривыми, приведенными на рис. 2.23 [7].

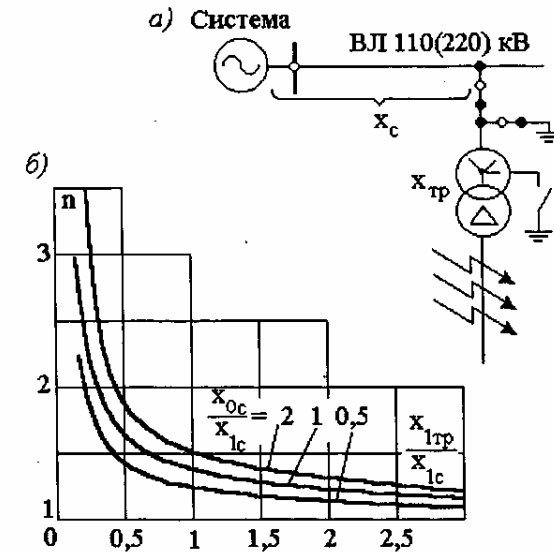


Рис. 2.23. Схема сети (а) и расчетные кривые (б) для приближенной оценки снижения тока $I_k^{(1)} = 3 I_0^{(1)}$ в зависимости от соотношения параметров системы ($x_{1с}$, $x_{0с}$) и трансформатора ($x_{1тр}$)

Например, ток $I_k^{(1)}$ в точке включения короткозамыкателя без одновременного трехфазного КЗ равен 900 А. Параметры питающей системы в минимальном режиме: $x_{1с} = 55$ Ом и $x_{0с} = 110$ Ом. Рассматривается трехфазное КЗ за трансформатором мощностью 16 МВ·А с $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$, у которого $x_{1тр. мин} = 57$ Ом (§ 2.2).

Определяются отношения (2.47):

$$x_{1тр. мин} / x_{1с} = 57/55 \approx 1 < 3;$$

$$x_{0с} / x_{1с} = 110/55 = 2 > 1.$$

По кривым рис. 2.23 определяется, что заданный ток $I_k^{(1)}$ при этих соотношениях уменьшается в $n \approx 1,5$ раза при одновременном трехфазном КЗ за трансформатором при условии, что его нейтраль 110 кВ изолирована. При заземленной нейтрали и при других видах КЗ за трансформатором уменьшение тока будет значительно меньшим. Следовательно, для определения чувствительности реле РТБ (и ранее применявшегося реле БРО) принимается $I_{к.мин}^{(1)} = 900/1,5 = 600$ А. При тех же параметрах системы, но при мощности трансформатора 6,3 МВ·А и $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$ $x_{1тр. мин} = 162$ Ом. При этом отношение (2.47) равно $162/55 \approx 3$ и, следовательно, можно не учитывать

снижения тока однофазного КЗ при одновременном трехфазном КЗ за этим трансформатором.

Возможность уменьшения тока $I_k^{(1)}$ при включении КЗ и одновременном трехфазном КЗ за трансформатором должна учитываться и при оценке чувствительности токовых защит нулевой последовательности линий 110 кВ и выше.

В общем случае для стандартных двухобмоточных трансформаторов с $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$ и трехобмоточных трансформаторов с $\Delta U_\alpha = \pm 10\%$ и $\Delta U_\beta = \pm 5\%$ (с «нулевым» сопротивлением обмотки среднего напряжения) чувствительность дифференциальной защиты без торможения оказывается недостаточной и поэтому, как правило, выполняется дифференциальная защита с торможением на реле серии ДЗТ.

§ 2.6. Дифференциальная токовая защита с торможением

Принцип торможения в дифференциальных токовых защитах

Для повышения чувствительности продольных дифференциальных защит широко используется принцип торможения сквозным (циркулирующим) током [3]. Как видно из схемы дифференциальной защиты с торможением (рис. 2.24, а), при внешнем (сквозном) КЗ этот ток ($I_{2к.макс.вн}$) проходит по *тормозной* обмотке дифференциального реле (ω_T). В это же время по дифференциальной (рабочей) обмотке реле (ω_P) проходит ток небаланса ($I_{нб}$). МДС рабочей обмотки направлена на срабатывание реле, тормозной обмотки – на увеличение тока срабатывания реле, предотвращающее его срабатывание при внешних КЗ. Для обеспечения несрабатывания реле при внешних КЗ на тормозной обмотке реле должно быть включено число витков:

$$\omega_T \geq \frac{k_n \cdot I_{нб} \cdot \omega_P}{I_{к.макс.вн} \cdot \text{tg}\alpha}, \quad (2.48)$$

где $I_{к.макс.вн}$ – периодическая слагающая тока (при $t = 0$ с) при расчетном внешнем трехфазном КЗ на той стороне трансформатора, где включена тормозная обмотка, в максимальном режиме работы системы и с учетом влияния РПН трансформатора (§ 2.2); $I_{нб}$ – ток небаланса (первичный), определяемый по выражениям (2.35), (2.39)–(2.41); ω_P – расчетное число витков рабочей обмотки реле на стороне, где включена тормозная обмотка; k_n – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, принимается равным 1,5; $\text{tg}\alpha$ – тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике срабатывания реле (тормозной), соответствующей минимальному торможению (кривая 2 на рис. 2.25), для реле ДЗТ-1 (снятых с производства) принимается равным 0,83, для реле ДЗТ-11 – 0,75+0,8. Для других реле этой серии $\text{tg}\alpha$ может быть значительно меньше и должен определяться по заводским или снятым экспериментально тормозным характеристикам:

$$\text{tg}\alpha = \frac{F_P}{F_T}, \quad (2.49)$$

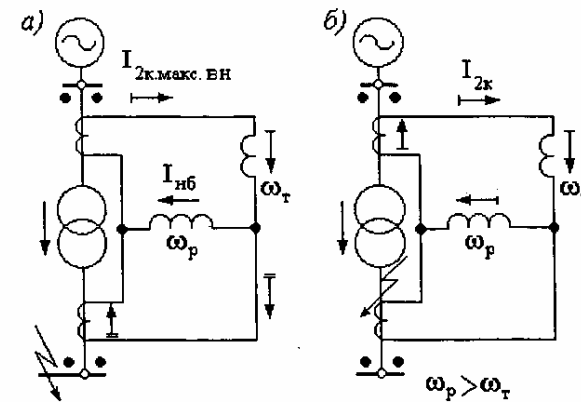


Рис. 2.24. Токораспределение в цепях одной фазы дифференциальной защиты с торможением при внешнем КЗ (а) и при КЗ в зоне действия защиты (б)

Тормозные характеристики реле ДЗТ-11 (рис. 2.25) построены при нормальной затяжке противодействующей пружины для таких углов между рабочим (I_P) и тормозным (I_T) токами в реле, при которых обеспечивается максимальное (кривая 1) и минимальное (кривая 2) торможение. Область, расположенная ниже характеристики 2, является областью надежного несрабатывания реле; область, расположенная выше характеристики 1, – областью надежного срабатывания. При этом для обеспечения чувствительности защиты точка, соответствующая расчетным случаям КЗ в зоне действия защиты и определяемая величинами F_P и F_T , должна находиться не менее чем на 10% своих координат выше характеристики 1.

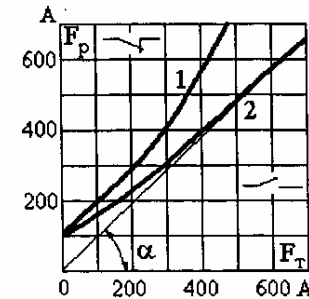


Рис. 2.25. Тормозные характеристики реле типа ДЗТ-11

При КЗ в зоне действия защиты (при одностороннем питании) по рабочей и тормозной обмоткам проходит один и тот же ток (рис. 2.24, б), т.е. $I_P = I_T$. Однако выбранное по выражению (2.48) соотношение чисел витков рабочей и тормозной обмоток ($\omega_P > \omega_T$) должно обеспечивать преобладание рабочей МДС ($F_P > F_T$) и, следовательно, надежное срабатывание реле.

Выбор места включения тормозной обмотки. При выполнении дифференциальной защиты понижающих трансформаторов с реле, имеющими одну

тормозную обмотку, при одностороннем питании трансформатора имеется возможность исключить влияние тормозной обмотки при КЗ в зоне действия защиты. Для этого на двухобмоточных понижающих трансформаторах тормозная обмотка должна включаться в плечо дифференциальной защиты не со стороны питания (как показано на рис. 2.24 для пояснения принципа действия защиты), а в плечо противоположное.

На трехобмоточных понижающих трансформаторах с односторонним питанием рекомендуется выбирать место включения тормозной обмотки таким образом, чтобы определяющим для выбора тока срабатывания было условие (2.37) отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{с.з} \geq k_n \cdot I_{ном.тр} = (2,1 - 3,7x_{к*})I_{ном.тр} \quad (2.50)$$

где $k_n = 2,1 - 3,7x_{к*}$ (пояснения даны в § 2.4, расчет – в примере 10), наибольшее значение $k_n - 1,5$, наименьшее – 1).

Для этого тормозная обмотка включается, как правило, в плечо той стороны трансформатора, где внешнее КЗ вызывает больший ток (сторона, имеющая сопротивление обмотки трансформатора, равное примерно нулю). Если же отстройка от тока небаланса при КЗ на другой стороне требует увеличения $I_{с.з}$ больше чем $1,5I_{ном.тр}$, рекомендуется включить тормозную обмотку реле ДЗТ-11 (ДЗТ-1) на сумму токов плеч защиты питаемых сторон (см. пример 11).

Включение тормозной обмотки этих реле в плечо со стороны питания не рекомендуется, поскольку при больших токах в случае КЗ на стороне питания и при отношении чисел витков тормозной и рабочей обмоток более 0,4 может существенно снизиться кратность тока в исполнительном органе, что вызовет отказ защиты.

Для трансформаторов с РПН при $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$ отношение $\frac{\omega_t}{\omega_p} \geq 0,4$ является

типичным. Действительно, даже без учета регулирования напряжения на стороне среднего напряжения и без учета составляющей $I_{нб}''$ расчетное значение $I_{нб} = I_{нб}' + I_{нб}'' = (0,1 + 0,16)I_{к.макс.вн} = 0,26I_{к.макс.вн}$ и по формуле (2.48) $\omega_t = 1,5 \cdot 0,26 \times \omega_p / 0,8 = 0,49\omega_p$. Как видно из зависимостей кратности вторичного тока (в исполнительном органе) I_{2*} от кратности первичного тока I_{1*} для реле ДЗТ-11 (рис. 2.26), при $\frac{F_t}{F_p} = \frac{\omega_t}{\omega_p} = 0,5$ реле может отказать уже при $I_{1*} \geq 25$. Этому

значению соответствует при $n_t = 100/5$ $I_k \geq 2500$ А, при $n_t = 150/5$ $I_k \geq 3750$ А и т.п., где I_k – ток при КЗ на выводах трансформатора со стороны питания. Такие значения токов вполне вероятны для современных распределительных сетей 110 и 35 кВ. Поэтому включение тормозной обмотки реле ДЗТ-11 со стороны питания допустимо только после проверки надежности работы реле при $I_{к.макс.}$ при трехфазном КЗ на этой стороне в зоне действия защиты (рис. 2.26). Расчет чисел витков остальных обмоток реле ДЗТ-11 (кроме тормозной) производится так же, как для реле РНТ (§ 2.4).

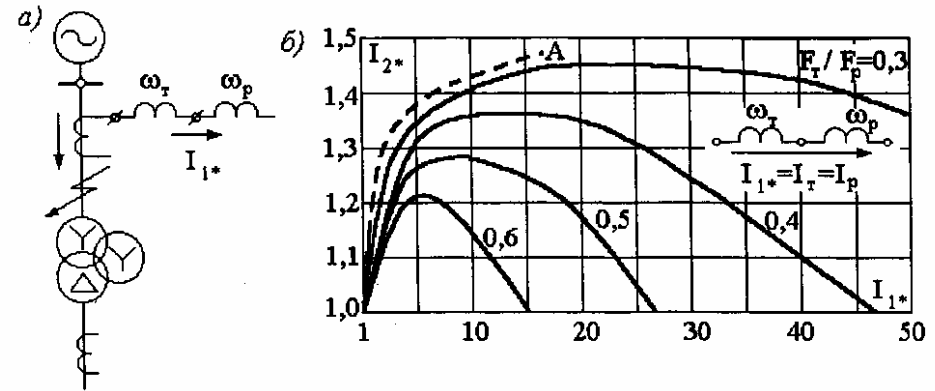


Рис. 2.26. Схема (а) и зависимости $I_{2*} = f(I_{1*})$ для реле ДЗТ-11

A – кривая нормируемых значений I_{2*}

Примеры расчета уставок дифференциальной защиты с торможением на понижающих трансформаторах

Пример 10. Выбираются уставки дифференциальной защиты с торможением (реле ДЗТ-11) двухобмоточного трансформатора мощностью 6,3 МВ·А ($115 \pm \pm 16\%$) кВ/11 кВ из примера 4 (рис. 2.10).

Решение. Рассчитываются токи КЗ (результаты расчета приведены на рис. 2.10). Определяются средние значения первичных и вторичных номинальных токов для всех сторон защищаемого трансформатора так же, как в предыдущем примере (табл. 2.5).

Выбирается место установки тормозной обмотки обоих реле ДЗТ-11 (фаз А и С): плечо стороны НН (рис. 2.27).

Определяется первичный ток небаланса без учета составляющей $I_{нб}''$ по выражениям (2.35), (2.39), (2.40): $I_{нб} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 410 = 106,5$ А, где $I_{к.макс.вн}^{(3)} = 410$ А (рис. 2.10).

Ток срабатывания защиты выбирается только по условию (2.50) отстройки от броска тока намагничивания. Уточненное значение k_n в выражении (2.50) определяется в следующем порядке. При $x_{к.ср} = 10,5\%$ сопротивление $x_a^{(1)} = \frac{12,7 + 10,5}{1,35} = 17,2\%$. При мощности трансформатора 6,3 МВ·А (рис. 2.10)

$$x_b^{(1)} = \frac{17,2 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3} = 361 \text{ Ом. При } x_{1с} = 15 \text{ Ом получаем } x_x = 15 + 1,15 \cdot 361 = 430 \text{ Ом.}$$

Значение $x_6 = 115^2 / 6,3 = 2100$, $x_{к*} = 430 / 2100 = 0,2$, значение $k_n = 2,1 - 3,7 \cdot 0,2 = 1,36$. Номинальный ток трансформатора равен 31,7 А (на стороне 110 кВ).

Ток срабатывания дифференциальной защиты по условию (2.50) $I_{с.з} \geq 1,36 \cdot 31,7 = 43$ А.

Определяются числа витков обмоток ДЗТ для выравнивания МДС, аналогично тому, как это выполнено в предыдущем примере.

Таблица 2.7

Определение чисел витков обмоток НТТ (к примеру 10)

№ пп.	Обозначение величины и расчетное выражение	Численное значение
1	$I_{с.р.неосн} = \frac{I_{с.з.неосн} \cdot k_{сх.неосн}^{(3)}}{n_{т.неосн}}$	$\frac{43 \cdot 1,73}{100/5} = 3,7 \text{ А}$
2	$\omega_{неосн.расч} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.неосн}}$	$\frac{100}{3,7} = 27 \text{ ВИТ.}$
3	$\omega_{неосн}$ (ближайшее меньшее число)	27 вит.
4	$I_{с.з.осн}$ (сторона НН)	$\frac{43 \cdot 96,6}{11} = 377 \text{ А}$
5	$\omega_{осн.расч} = \frac{\omega_{неосн} \cdot I_{2.неосн}}{I_{2.осн}}$	$\frac{27 \cdot 2,74}{4,13} = 17,9 \text{ ВИТ.}$
6	$\omega_{осн}$ (ближайшее целое число)	18 вит.
7	$I_{нб}''$ по условию (2.41)	$\frac{18 - 17,9}{18} \cdot 410 = 2,3 \text{ А}$
8	$I_{нб}$ с учетом $I_{нб}''$ по (2.35)	$106,5 + 2,3 = 108,8 \text{ А}$
9	Окончательно принятые числа витков: $\omega_{осн} = \omega_{ур I}$ (сторона НН) $\omega_{неосн} = \omega_{ур II}$ (сторона ВН)	18 ВИТ. Схема включения – 27 ВИТ. рис. 2.27
10	Проверка по (2.44)	$4,13 \cdot 18 \approx 2,74 \cdot 27$

Расчеты сведены в табл. 2.7. При этом надо иметь в виду, что на коммутаторе реле ДЗТ-11 можно подобрать практически любое число витков как рабочей, так и уравнительных обмоток. Расчет в табл. 2.7 начинается с выбора числа витков для обмотки НТТ, включаемой в плечо ВН, поскольку это сторона регулируемого напряжения, хотя и с меньшим вторичным током (табл. 2.5).

Определяется по выражению (2.48) число витков тормозной обмотки реле ДЗТ-11, необходимое для обеспечения бездействия защиты при внешнем трехфазном КЗ (точка К2 на рис. 2.10):

$$\omega_{т} = 1,5 \cdot 108,8 (96,6/11) 17,9 / (3600 \cdot 0,75) = 9,5 \text{ ВИТ.},$$

где $\omega_{т} = 17,9$ ВИТ. – расчетное число витков рабочей обмотки на той же стороне НН, где включена тормозная обмотка (рис. 2.27); $I_{нб} = 108,8(96,6/11) = 955 \text{ А}$, приведенным к стороне НН с помощью наименьшего значения коэффициента трансформации трансформатора, соответствующего крайнему «отрицательному»

положению регулятора РПН, при котором определяются максимальные значения тока КЗ (§ 2.2); $I_{нб} = 108,8 \text{ А}$ (п. 8 табл. 2.7).

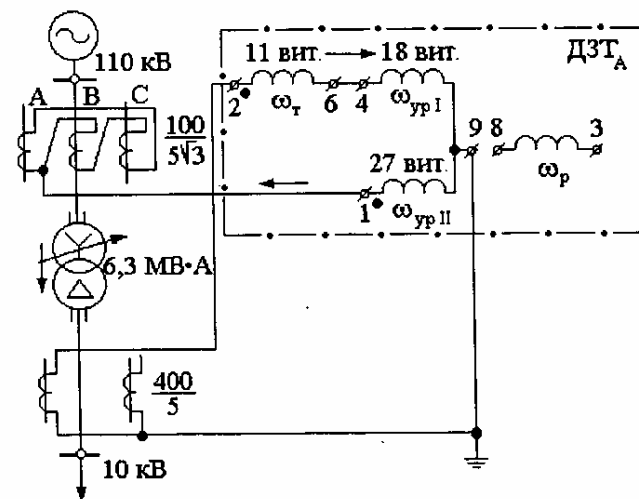


Рис. 2.27. Схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11 фазы А в дифференциальной защите двухобмоточного трансформатора подстанции, приведенной на рис. 2.10 (к примеру 10). Реле ДЗТ-11 фазы С включено аналогично

Принимается ближайшее большее число витков тормозной обмотки ($\omega_{т} = 11$ ВИТ.); числа витков на тормозной обмотке реле ДЗТ-11 могут быть установлены следующие: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24.

Определяется по формуле (2.38) коэффициент чувствительности защиты при КЗ за трансформатором в зоне действия защиты, когда ток повреждения проходит только через трансформаторы тока стороны 110 кВ и торможение отсутствует. Из рис. 2.10 $I_{к.мин.вн}^{(3)} = 230 \text{ А}$. В соответствии с табл. 2.1 для схемы соединения обмоток

$$\text{Трансформаторов тока в треугольник расчетный ток в реле } I_{р.мин} = 1,5 \frac{I_{к.мин.вн}^{(3)}}{n_{т}} = \frac{1,5 \cdot 230}{20} = 17,2 \text{ А. При прохождении тока КЗ по стороне ВН ток срабатывания реле}$$

$$I_{с.р} = 100/27 = 3,7 \text{ А. Коэффициент чувствительности } 17,2 / 3,7 = 4,6 > 2.$$

Проверка чувствительности защиты при однофазном КЗ на стороне 110 кВ в зоне действия защиты и выбор тока срабатывания реле РТБ схемы автоматики отключения отделителя 110 кВ производятся так же, как в примере 9.

Расчетная проверка трансформаторов тока производится в соответствии с § 1.5 так же, как в примере 4. Переход на $n_{т} = 150/5$ не снижает чувствительности защиты.

Пример 11. Выбираются уставки дифференциальной защиты трехобмоточных трансформаторов 10 МВ·А, $(115 \pm 4 \times 2,5\%) \text{ кВ} / (38,5 \pm 2 \times 25) \text{ кВ} / 11 \text{ кВ}$ по

данным, приведенным на рис. 2.16. Трансформаторы работают раздельно на сторонах 35 и 10 кВ.

Решение. Определяются средние значения первичных и вторичных номинальных токов для всех плеч дифференциальной защиты (по номинальной мощности наиболее мощной обмотки трансформатора). Расчеты сводятся в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Определение вторичных токов в плечах защиты (к примеру 11)

Наименование величины	Численное значение для стороны		
	115 кВ	38,5 кВ	11 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50$	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 150$	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока n_T	150/5	400/5	600/5
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	Δ	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	2,88	3,24	4,39

Определяются первичные токи небаланса без учета составляющей $I_{нб}''$ по выражениям (2.35), (2.39), (2.40):

а) при КЗ на шинах 35 кВ (точка К2) $I_{нб} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,05) \cdot 500 = 125$ А, где $I_{к.макс.вн}^{(3)} = I_{\alpha к.макс} = I_{\beta к.макс} = 500$ А – максимальный ток, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора при КЗ на стороне СН (рис. 2.16);

б) при КЗ на шинах 10 кВ (точка К3) $I_{нб} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) \cdot 330 = 66$ А, где $I_{к.макс.вн}^{(3)} = 330$ А – максимальный ток, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора при КЗ на стороне НН (рис. 2.16).

Предварительный расчет показывает, что при выполнении дифференциальной защиты без торможения (§2.4) $k_{ч} \approx 1,4$ при двухфазном КЗ на стороне НН (рис. 2.16). В случаях параллельно работы трансформаторов на одной из сторон (НН или СН) значения $I_{к.макс}$, $I_{нб}$ и, следовательно, $I_{с.з}$ возрастают, а значение $k_{ч}$ становится меньше 1,4, так как проверка чувствительности должна производиться при одиночной работе трансформаторов, когда ток КЗ меньше, чем при параллельной работе. Поэтому дальнейший расчет производится для дифференциальной защиты с торможением с реле ДЗТ-11.

Определяется место включения тормозной обмотки реле ДЗТ-11. Рассматриваются три варианта.

1. Включение тормозной обмотки в плечо 35 кВ (рис. 2.28). При этом срабатывание защиты при внешнем повреждении на шинах 10 кВ, когда торможение отсутствует, обеспечивается выбором тока срабатывания, так же как для защиты с реле серии РНТ, т.е. по выражению (2.36), в котором принимается наибольшее значение $k_{н}$ для реле серии ДЗТ-10 (1,5): $I_{с.з} \geq 1,5 \cdot 66 = 99$ А. По условию (2.50) $I_{с.з} \geq k_{н} \cdot I_{ном.тр} = 1,5 \cdot 50 = 75$ А, где $I_{ном.тр}$ берется из табл. 2.8.

Определяющим условием является (2.36), поэтому не производится уточнение коэффициента $k_{н}$ в выражении (2.50) по примеру 10. Коэффициент чувствительности защит (предварительный) при двухфазном КЗ в точке К3 (рис. 2.16) в минимальном

режиме при $I_{с.з} = 99$ А и $I_{с.р} = \frac{99 \cdot \sqrt{3}}{30} = 5,7$ А и при $I_{р.мин} = \frac{1,5 \cdot 260}{30} = 13$ А

$k_{ч}^{(2)} = 13/5,7 = 2,28$. Поскольку $k_{ч} > 2$, этот вариант может быть принят для дальнейших расчетов (числа витков обмоток ННТ указаны на рис. 2.28).

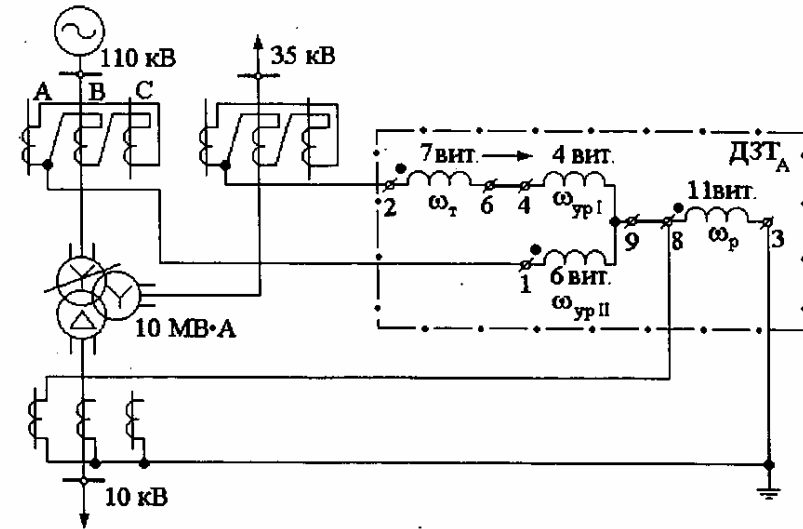


Рис. 2.28. Схема включения обмоток реле фазы А типа ДЗТ-11 в дифференциальной защите трехобмоточного трансформатора к примеру 11 (вариант «1»)

2. Включение тормозной обмотки в плечо 110 кВ, что позволило бы выбрать ток срабатывания защиты только по условию (2.50). Этот вариант требует дополнительной проверки надежности работы реле ДЗТ-11 (ДЗТ-1) по зависимостям, приведенным на рис. 2.26. В данном примере $I_{к.макс} = 5000$ А (точка К1 на рис. 2.16), $I_{1*} = 5000/150 = 33$. Предварительное значение $I_{нб} = (0,1 + 0,1 + 0,05) I_{к.макс}$ (КЗ на стороне 35 кВ). По формуле (2.48) $\omega_{т} = \frac{1,5 \cdot 0,25 \cdot \omega_{р}}{0,87} = 0,43 \omega_{р}$. По рис. 2.26, б при $I_{1*} = 33$

и $\omega_{т}/\omega_{р} = 0,43$ $I_{2*} \approx 1,1$, что значительно ниже нормируемых значений I_{2*} . Следовательно, этот вариант не может быть принят.

3. Включение тормозной обмотки на сумму токов плеч 10 и 35 кВ (рис. 2.29). Очевидно, что последний вариант является наилучшим, так как позволяет выбрать ток срабатывания защиты только по условию (2.50), как и в варианте «2», и в то же время исключить влияние тормозной обмотки реле при КЗ в зоне действия защиты. Кроме того, на значение тока срабатывания в этом варианте не влияет неточность подбора числа витков уравнивательных обмоток реле (составляющая $I_{нб}''$ влияет лишь на выбор числа витков $\omega_{т}$).

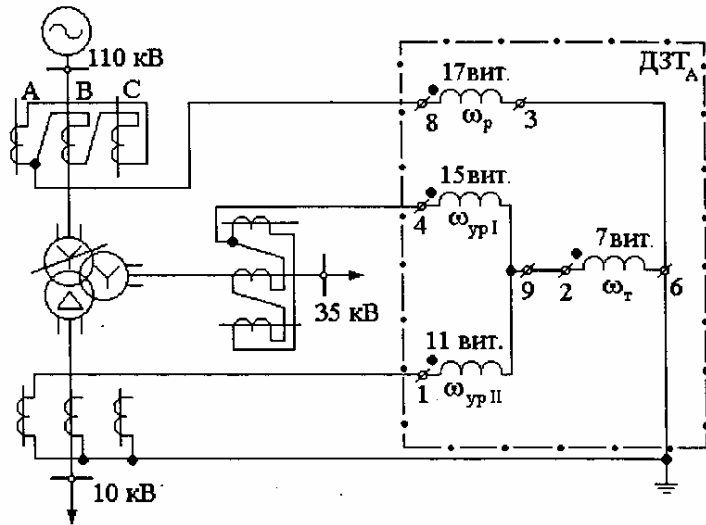


Рис. 2.29. Схема включения обмоток реле фазы А типа ДЗТ-11 к примеру 11 (вариант «3»)

Расчет чисел витков обмоток НТТ реле ДЗТ производится так же, как в предыдущих примерах. Выбранные числа витков указаны на рис. 2.29. Проверка по условию (2.44а) показывает, что числа витков рабочей и уравнивающих обмоток выбраны правильно: $I_{\text{ном.ВН}} \cdot \omega_p = 2,88 \cdot 17 = 49 \text{ А} \approx I_{\text{ном.СН}} \cdot \omega_{\text{ур I}} = 3,24 \cdot 15 = 48,6 \text{ А} \approx I_{\text{ном.НН}} \cdot \omega_{\text{ур II}} = 4,39 \cdot 11 = 48,2 \text{ А}$, где значения вторичных номинальных токов плеч дифференциальной защиты берутся из табл. 2.8.

Число витков тормозной обмотки выбирается большим из двух значений ω_t , вычисленных по формуле (2.48) для внешних КЗ в точках К2 и К3 (рис. 2.16): $\omega_t = 7$ вит. Остальные расчеты выполняются так же, как в предыдущих примерах.

Особенности расчета дифференциальной и максимальных токовых защит на трансформаторах с расщепленными обмотками 110/6 (10) кВ.

Особенности выполнения и расчетов дифференциальной и максимальных токовых защит на трансформаторах 110/6(10) кВ с расщепленными обмотками $\text{Y}/\Delta-\Delta-11-11$ обусловлены, главным образом, невысоким уровнем токов при КЗ на выводах одной из обмоток низшего напряжения и большим различием между значениями токов $I_{\text{к.макс}}$ и $I_{\text{к.мин}}$ (§ 2.2). При расчете дифференциальной защиты этих трансформаторов определяющим является, как правило, условие (2.37) отстройки от броска тока намагничивания. Даже при выборе значения коэффициента надежности по условиям, описанным в §§ 2.4 и 2.5, может оказаться, что коэффициент чувствительности дифференциальной защиты будет ниже, чем требуется. В этих случаях по предложению Энергосетьпроекта устанавливают дополнительный чувствительный комплект дифференциальной защиты с выдержкой времени 0,5–1 с, благодаря которой можно не учитывать броски тока намагничивания и выбирать для этого комплекта $I_{\text{с.з}} < I_{\text{ном. тр}}$.

Для трансформаторов с расщепленными обмотками, питающих крупные высоковольтные двигатели с большими кратностями пусковых токов (k_n), участвующие в самозапуске, возможно, что расчетный ток при самозапуске всех полностью заторможенных двигателей одновременно на обеих сторонах НН окажется больше расчетного тока при внешнем КЗ на одной из сторон НН. В таких случаях в выражениях (2.39)–(2.41) вместо тока $I_{\text{к.макс}}$ следует использовать ток самозапуска.

Пример 12. Выбираются уставки дифференциальных и максимальных токовых защит трансформатора типа ТРДН-25 000, ($115 \pm 16\%$) кВ /6,3 кВ, $\text{Y}/\Delta-\Delta-11-11$; напряжения КЗ $u_{\text{к.В-НН}} = u_{\text{к.В-НН}} = 9,8; 10,6; 11,7\%$ для положений РПН, соответствующих минимальному, среднему и максимальному напряжениям стороны ВН, отнесены каждое к своему напряжению и к мощности обмоток НН, равной $0,5S_{\text{ном.тр}} = 12,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ (рис. 2.30, а). Сопротивление питающей энергосистемы 15 Ом во всех режимах.

Решение. 1. Рассчитываются токи при трехфазном КЗ за трансформатором на одной из сторон 6 кВ. Расчет выполняется с помощью выражений (2.6)–(2.12); результаты приведены на рис. 2.30, а.

2. Производится расчет дифференциальной защиты только с реле РНТ аналогично расчету в примере 9. Ток небаланса по формулам (2.39) и (2.40) $I_{\text{нб}} = (0,1 + 0,16)720 = 187 \text{ А}$. Токи срабатывания защиты: а) по условию (2.36) $I_{\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot 187 = 244 \text{ А}$; б) по условию (2.37) $I_{\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot 131 = 170 \text{ А}$, где 131 А соответствует 1,05 номинального тока трансформатора. Ток срабатывания реле $I_{\text{с.р}} = \frac{244 \cdot 1,73}{60} = 7$.

Расчетный ток в реле при КЗ за трансформатором (рис. 2.30 и табл. 2.1) $I_{\text{р.мин}} = \frac{1,5 \cdot 415}{60} = 10,3 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности $10,3/7 = 1,47 < 2$, что недопустимо.

3. Рассматривается вариант установки реле ДЗТ-11. По условию (2.37) при наибольшем значении $k_n = 1,5$, $I_{\text{с.з}} = 1,5 \cdot 131 = 197 \text{ А}$, $I_{\text{с.р}} = \frac{197 \cdot 1,73}{60} = 5,7 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности $10,3/5,7 = 1,8$. В ряде случаев ток срабатывания защиты по условию (2.37) может оказаться меньшим, если значение k_n будет меньше 1,5 в результате расчета по методике, описанной в §§ 2.4 и 2.5. В данном примере эта возможность не рассматривается.

4. Рассматривается вариант применения схемы дифференциальной защиты с двумя комплектами реле (рис. 2.30, б), один из которых (с реле ДЗТ) – с выдержкой времени 0,5–1 с, что позволяет выбрать его ток срабатывания только по условию $k_n = 2 \div 3$. Выбирается $I_{\text{с.р}} = I_{\text{р.мин}} / k_n = 10,3/3 = 3,4 \text{ А}$, $I_{\text{с.з}} = \frac{3,4 \cdot 60}{1,73} = 118 \text{ А}$, или

около 95% номинального тока трансформатора. Таким образом, в выражении (2.37) оказывается $k_n = 0,95$, но несрабатывание этого комплекта при бросках тока намагничивания обеспечивается выдержкой времени 0,5–1 с, а несрабатывание при внешних КЗ – тормозной обмоткой, для которой число витков выбирается в п. 6 этого примера.

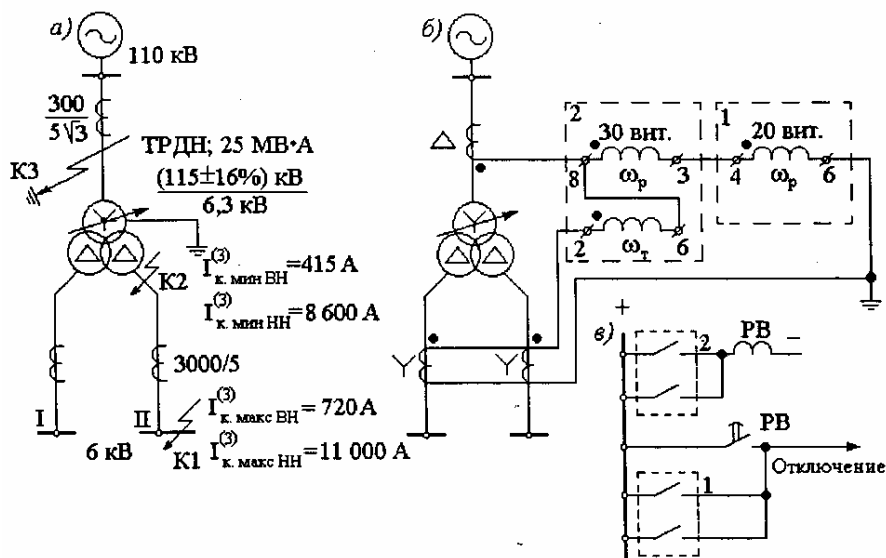


Рис. 2.30. Расчетная схема (а), включения обмоток реле (б) дифференциальной защиты (для одной фазы) и схема цепей оперативного тока (в) к примеру 12: 1 – реле РНТ грубого комплекта; 2 – реле ДЗТ-11 чувствительного комплекта (с выдержкой времени)

5. Рассматривается возможность повышения чувствительности быстродействующего комплекта дифференциальной защиты с реле типа РНТ, для которого, в п. 2 получился низкий $k_{\text{ч}} = 1,47$. Для повышения чувствительности выбор тока срабатывания по условию отстройки от тока небаланса производится при оптимальном положении регулятора РПН (рис. 2.19).

Оптимальная относительная погрешность $\Delta U_{\text{оит}}$, соответствующая некоторому (не обязательно реально существующему) ответвлению регулируемой обмотки ВН трансформатора, определяется из условия равенства расчетных значений тока небаланса: $I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}}$, при крайних положениях регулятора напряжения (рис. 2.19):

$$\text{при положении, соответствующем } U_{\text{мин. тр}}, \quad I_{\text{нб. оит}} = [1 \cdot 1 \cdot 0,1 + (\Delta U_{\text{полн}} - \Delta U_{\text{оит}})] I_{\text{к. макс. вн}}^{(3)}; \quad (2.51)$$

$$\text{при положении, соответствующем } U_{\text{макс. тр}}, \quad I_{\text{нб. оит}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \Delta U_{\text{оит}}) I_{\text{к. мин. вн}}^{(3)}. \quad (2.52)$$

В выражениях (2.51) и (2.52) $k_{\text{анср}} = k_{\text{одн}} = 1$, как и в выражении (2.39).

Значения токов КЗ определяются по выражениям (2.9) и (2.11), но при одном и том же значении сопротивления питающей энергосистемы (в нормальном режиме ее работы). Обозначив отношение этих токов

$$k_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{к. макс. вн}}^{(3)}}{I_{\text{к. мин. вн}}^{(3)}} \quad (2.53)$$

из равенства правых частей выражений (2.51) и (2.52) получаем:

$$\Delta U_{\text{оит}} = k_{\text{расч}} (\Delta U_{\text{полн}} + 0,1) - \frac{0,1}{(k_{\text{расч}} + 1)}, \quad (2.54)$$

где $\Delta U_{\text{полн}}$ – полный диапазон регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора (рис. 2.19).

Для условий данного примера $\Delta U_{\text{полн}} = 0,26$ (вместо 0,32, поскольку увеличение напряжения на стороне ВН может производиться только до ответвления, соответствующего $U_{\text{макс}} = 126$ кВ, т. е. до $\Delta U_{\text{РПН}} = +10\%$, а снижение напряжения – до крайнего «отрицательного» положения РПН – 16%).

По формуле (2.53) $k_{\text{расч}} = 720/415 = 1,74$. По (2.54) $\Delta U_{\text{оит}} = 1,74(0,26 + 0,1) - 0,1/(1,74 + 1) = 0,19$. По (2.51) $I_{\text{нб. оит}} = [0,1 + (0,26 - 0,19)] 720 = 122$ А (вместо 187 А из п. 2 этого примера).

Ток срабатывания защиты по выражению (2.36) $I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{нб. оит}} = 1,3 \cdot 122 = 159$ А. Однако по условию (2.37) его нужно принять равным 170 А (п. 2 этого примера). При этом $I_{\text{с.р}} = \frac{170 \cdot 1,73}{60} = 5$ А. Предварительно определенный $k_{\text{ч}} = 10,3/5 = 2$ (вместо 1,47 из расчета в п. 2 этого примера).

Для дальнейшего расчета уставок реле РНТ определяется напряжение регулируемой стороны высшего напряжения трансформатора при оптимальном положении регулятора. Из рис. 2.19 видно, что

$$U_{\text{оит}} = U_{\text{макс. тр}} - \Delta U_{\text{оит}}, \quad (2.55)$$

где

$$\Delta U_{\text{оит}} = \Delta U_{\text{полн}} \frac{U_{\text{макс. тр}} - U_{\text{мин. тр}}}{\Delta U_{\text{полн}}}. \quad (2.56)$$

Для данного примера

$$\Delta U_{\text{оит}} = 0,19 \frac{126 - 96,6}{0,26} = 21,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{оит}} = 126 - 21,5 = 104,5 \text{ кВ}.$$

Таблица 2.9

Определение вторичных токов в плечах для грубого комплекта дифференциальной защиты (к примеру 12)

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	115 кВ	6,3 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 104,5} = 138$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2300$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока, $n_{\text{т}}$	300/5	3 000/5
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$\frac{138 \sqrt{3}}{300/5} = 3,97$	$\frac{2300}{3 000/5} = 3,84$

Определение вторичных токов защиты сведено в табл. 2.9, причем вторичный ток плеча ВН определяется при $U_{\text{онт}} = 104,5$ кВ. Вторичный ток плеча НН определяется по *полной мощности трансформатора* (25 МВ·А) для обеспечения выравнивания МДС в реле при внешних КЗ (как это всегда делается при расчете дифференциальных защит трансформаторов и автотрансформаторов с обмотками неодинаковой мощности). Расчет числа витков обмоток реле РНТ начинается с регулируемой стороны ВН, которая в данном примере является *основной*, так как имеет больший вторичный ток (табл. 2.9). По выражению (2.43) $\omega_{\text{осн}} = 100/5 = 20$ вит. Для неосновной стороны НН $\omega_{\text{неосн}} = 20 \cdot 3,97/3,84 = 20,6$ вит. Для упрощения схемы включения реле РНТ можно принять 20 вит. При этом ток небаланса при внешних КЗ увеличится из-за составляющей $I_{\text{нб}}^m$, которая вычисляется по выражению (2.41):

$$I_{\text{нб}}^m = \frac{20,6 - 20}{20,6} 720 = 21 \text{ А.}$$

Суммарный ток небаланса по условию (2.35) $I_{\text{нб}} = 122 + 21 = 143$ А. По отношению к ранее выбранному току срабатывания защиты по условию (2.37) 170 А коэффициент надежности отстройки от тока небаланса в выражении (2.36) $k_n = 170/143 \approx 1,2$, что может быть принято, поскольку в расчете (п. 2) приняты максимально возможные значения первых двух составляющих тока небаланса. При одинаковых числах витков для обеих сторон дифференциальной защиты уравнивающие обмотки реле РНТ могут не использоваться, а на рабочей обмотке устанавливается $\omega_p = 20$ вит. (рис. 2.30, б).

Таким образом, расчетный прием выбора уставок дифференциальной защиты с реле РНТ при *оптимальном* положении регулятора РПН в данном примере позволил повысить коэффициент чувствительности защиты с 1,47 (п. 2, расчет при среднем положении регулятора РПН) до требуемого значения 2 при токе срабатывания 130% номинального тока трансформатора.

6. Для чувствительного комплекта дифференциальной защиты с реле ДЗТ-1 и выдержкой времени 1 с выбираются числа витков рабочей и тормозной обмоток включенных по схеме на рис. 2.30, б. Для рабочей обмотки по выражению (2.43) $\omega_p = 100/3,4 = 29,4$ вит. Для повышения чувствительности принимается $\omega_p = 30$ вит. Составляющая тока небаланса по условию (2.41) может быть принята для запаса равной 5% максимального тока при внешнем КЗ: $0,05 \cdot 720 = 36$ А. Тогда по выражению (2.35) $I_{\text{нб}} = 187 + 36 = 223$ А. Число витков тормозной обмотки по выражению (2.48):

$$\omega_t = \frac{1,5 \cdot 223 \cdot 30}{720(0,75 + 0,8)} = 17,3 \div 18,5 \text{ вит.}$$

Можно принять 18 или 24 вит. Увеличение числа витков тормозной обмотки, включенной со стороны НН (рис. 2.30), не снижает чувствительности защиты при КЗ в зоне ее действия и питания места КЗ только со стороны ВН (тормозная обмотка не обтекается током КЗ).

7. Проверка чувствительности дифференциальной защиты при однофазном КЗ на землю на стороне 110 кВ (точка КЗ на рис. 2.30, а), выбор тока срабатывания реле РТБ (при включении трансформатора через отделитель с использованием

короткозамыкателя), расчетная проверка трансформаторов тока и проверка возможности применения схемы с дешунтированием ЭО (ЭВ) производится так же, как в предыдущих примерах этой главы.

8. Рассчитываются токи срабатывания максимальных токовых защит с пуском по напряжению. На стороне НН только по формуле (1.1) при $k_{\text{сзн}} = 1$ $I_{\text{с.з.НН}} = 1,2 \times 1150/0,8 = 1725$ А. На стороне ВН $I_{\text{с.з.ВН}} = 1,3 (1725 + 1150) \cdot 6,3/115 = 205$ А, где $k_{\text{н.с}} = 1,3$, берется из табл. 1.4. Ток срабатывания реле $I_{\text{с.р}} = 205 \cdot 1,73/60 = 5,9$ А. Коэффициент чувствительности $10,3/5,9 = 1,75$, где $I_{\text{р.мин}} = 10,3$ А – п. 2 этого примера.

В ряде случаев может потребоваться больший ток срабатывания защиты на стороне НН для выполнения условия (1.4) согласования с защитами предыдущих элементов 6 (10) кв. Это вызовет увеличение тока срабатывания защиты на стороне ВН и, может быть, недопустимое снижение ее чувствительности. Однако $I_{\text{с.з.ВН}}$ можно не увеличивать, если пусковые органы напряжения этих защит выполнить тремя реле напряжения (рис. 2.11, б), а рабочие уставки выбрать в соответствии с § 2.3.

§ 2.7. Дифференциальная токовая отсечка

«Правила» [1] допускают применение на трансформаторах мощностью до 25 МВ·А дифференциальной защиты с обычными реле тока (например, типа РТ-40), отстроенными по току срабатывания от бросков тока намагничивания и переходных значений тока небаланса, если при этом обеспечивается требуемая чувствительность. Достоинствами такой защиты, называемой *дифференциальной отсечкой*, является меньшая стоимость и меньшая сложность при наладке, чем у защиты с реле серий РНТ и ДЗТ.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается по условию отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{с.з}} \approx (3 + 4) I_{\text{ном.тр.}} \quad (2.57)$$

Большой ток срабатывания является главным недостатком дифференциальной отсечки. Дифференциальная отсечка применяется довольно редко и только в тех случаях, когда ее $k_n \geq 2$. Практически это возможно, если вторичные номинальные токи плеч защиты отличаются друг от друга на несколько процентов и если максимальный и минимальный токи КЗ за трансформатором близки по значению.

Пример 13. Определяется возможность применения дифференциальной отсечки на трансформаторе 4 МВ·А, $(35 \pm 2 \times 2,5\%)$ кВ/10,5 кВ (рис. 2.31). Токи трехфазного КЗ в максимальном и минимальном режимах одинаковы и равны 680 А, приведенным к напряжению 35 кВ.

Решение. 1. Определяются первичные и вторичные номинальные токи в плечах дифференциальной защиты. При коэффициентах трансформации трансформаторов тока, указанных на схеме (рис. 2.31), они примерно равны: в плече ВН (35 кВ) – 3,8 А, в плече НН (10 кВ) – 3,67 А. Расчет рекомендуется оформлять таблицей, как в предыдущих примерах.

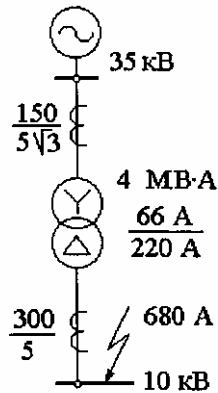


Рис. 2.31. Схема дифференциальной защиты трансформатора к примеру 13. Ток КЗ приведен к напряжению 35 кВ

2. Определяется первичный ток небаланса по выражениям (2.35), (2.39) и (2.40). В выражении (2.39) коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается $k_{пер} = 2$. Третья составляющая тока небаланса (при отсутствии специальных устройств для выравнивания вторичных токов)

$$I_{нб}^m = \frac{I_{2 \text{ ном.ВН}} - I_{2 \text{ ном.НН}}}{I_{2 \text{ ном.ВН}}} I_{к. \text{ макс.}} \quad (2.58)$$

Для данного примера

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I_{нб}^m = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) 680 + \frac{3,8 - 3,67}{3,8} 680 = 170 + 23 = 193 \text{ А.}$$

3. Определяется первичный ток срабатывания дифференциальной отсечки:

а) по условию (2.36) отстройки от тока небаланса $I_{с.з} \geq 1,3 \cdot 193 = 250 \text{ А}$;

б) по условию (2.37), в котором $k_n = 3 \div 4$, или по условию (2.57):

$$I_{с.з} = (3 \div 4) I_{\text{ном.тр}} = 196 \div 264 \text{ А. Принимается } I_{с.з} = 264 \text{ А.}$$

4. Коэффициент чувствительности определяется по вторичным токам: по табл. 2.1

$$I_{р. \text{ мин}} = 1,5 \cdot 680 / 30 = 34 \text{ А}; \text{ по формуле (1.6) } I_{с.р} = 264 \cdot \sqrt{3} / 30 = 15,2 \text{ А}; \text{ по (2.38) } k_{ч}^{(2)} = 34 / 15,2 = 2,23 > 2.$$

Надежность несрабатывания дифференциальной отсечки проверяется после наладки защиты путем пятикратного включения трансформатора под напряжение.

5. Производится расчетная проверка трансформаторов тока в соответствии с указаниями §1.5; в том числе проверка надежности работы реле типа РТ-40 при КЗ на стороне ВН трансформатора в зоне действия дифференциальной отсечки ($f \leq 50\%$).

Глава третья

РАСЧЕТЫ ЗАЩИТ ОДИНОЧНЫХ ЛИНИЙ 35 И 110 кВ

§ 3.1. Токовая отсечка и максимальная токовая защита одиночных линий 35 и 110 кВ

Основные условия расчета. Основные условия расчета максимальных токовых защит и токовых отсечек, изложенные в главе 1, справедливы и для линий 35 и 110 кВ без ответвлений и с ответвлениями. В выражении (1.1) коэффициент самозапуска $k_{сн}$ определяется по суммарному току самозапуска нагрузки всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии и ко всем следующим (по направлению тока) линиям того же напряжения. Для этого в расчетной схеме все нагрузки, подключаемые к каждому трансформатору, представляются сопротивлениями обобщенной или бытовой нагрузки, приведенными к рабочей максимальной мощности трансформатора. Высоковольтные двигатели учитываются отдельно.

В условии согласования чувствительности защит число n может обозначать также количество параллельно работающих трансформаторов 35 (110) кВ, подключенных к рассматриваемой линии. Наибольшую трудность представляет согласование по току и времени токовых защит линии 35 кВ и предохранителей трансформаторов ответвлений подобно тому, как это имеет место на ВЛ 6 и 10 кВ. Имеются особенности в согласовании по чувствительности максимальных токовых защит линий с предыдущими максимальными токовыми защитами трансформаторов, имеющими пуск по напряжению (пример 3).

Условия (1.11) и (1.12) выбора селективных и неселективных токовых отсечек также сохраняются. Отсечки с выдержкой времени 0,4–1 с широко применяются на линиях 35 кВ. В ряде случаев они позволяют существенно уменьшить время срабатывания и линейных защит, и защит трансформаторов 110, 220 кВ, питающих линии 35 кВ.

Примеры расчета токовой отсечки и максимальной защиты одиночных линий 35 и 110 кВ с ответвлениями

Пример 1. Выбираются уставки трехступенчатой токовой защиты 5 одиночной ВЛ 35 кВ Л1 (рис. 3.1). Защита выполнена на аналоговых реле.

Решение. Рассчитываются токи трехфазного КЗ в точках К1–К9. Точки К2 и К5 расположены на серединах линий Л1 и Л2 соответственно. Для упрощения расчетов сопротивление питающей системы принято неизменным. Все токи приведены к напряжению 35 кВ.

Рассчитывается селективная отсечка без выдержки времени (5-1) по следующим условиям.

1. По условию (1.11) отстройки от трехфазного короткого замыкания в точке К3, т.е. в месте ответвления Б к трансформатору, защищенному плавкими предохранителями, например типа ПСН-35, $I_{с.о.5-1} \geq k_n \cdot I_{к3}^{(3)} = 1,2 \cdot 1020 = 1220 \text{ А}$, где $k_n = 1,2 \div 1,3$ при выполнении отсечки с реле типа РТ-40.

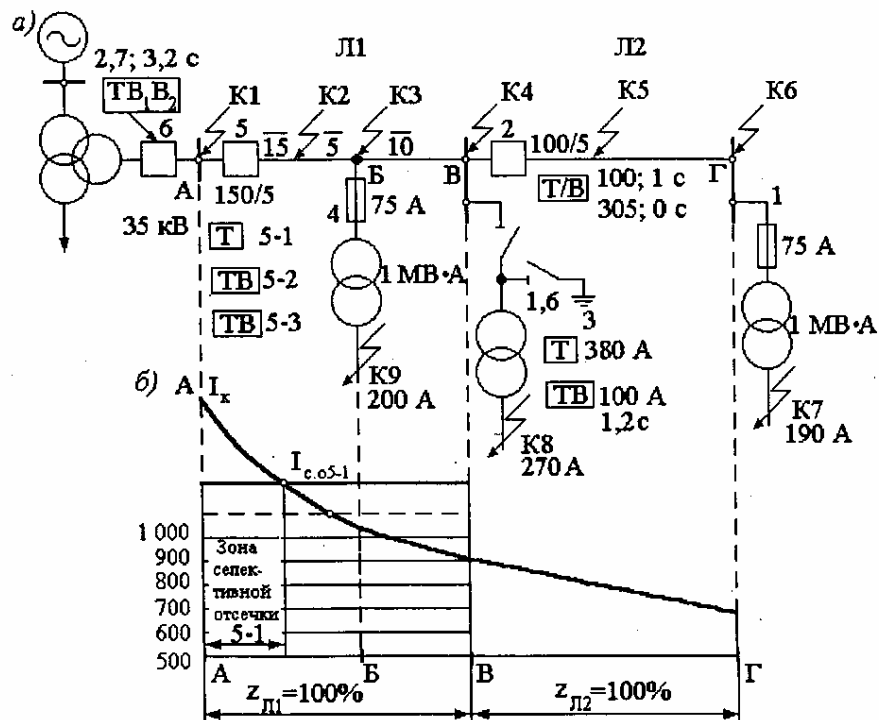


Рис. 3.1. Схема (а) и графическое определение зоны действия токовой отсечки (б) к примеру 1. Токи приведены к напряжению 35 кВ

2. По условию отстройки от бросков тока намагничивания всех трансформаторов 35 кВ, питающихся по линии Л1,

$$I_{c.o.5-1} \geq (3 + 4) \sum I_{ном.тр} = (3 + 4) \cdot 59,5 \approx 180 \div 240 \text{ А, где}$$

$$\sum I_{ном.тр} = (1000 + 1600 + 1000) / (\sqrt{3} \cdot 35) = 59,5 \text{ А.}$$

Определяется коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ в месте ее установки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме: при трехфазном КЗ $k_{ч} = 1500/1220 = 1,23 > 1,2$, при двухфазном КЗ $k_{ч} = 1,06$. Наряду с этим определяется зона действия отсечки (рис. 3.1, б), которая составляет около 35% длины линии при трехфазных КЗ. Отсечка является достаточно эффективной.

Проверяется возможность выполнения неселективной отсечки без выдержки времени, отстроенной от КЗ в конце защищаемой линии Л1, ток срабатывания которой по условию (1.11):

$$I_{c.o.5-1} \geq k_{ч} I_{K4}^{(3)} = 1,2 \cdot 900 = 1080 \text{ А.}$$

Убеждаемся, что при этом отсечка надежно отстроена от бросков тока намагничивания трансформаторов и от тока КЗ за трансформатором подстанции Б на ответвлении.

Проверяется возможность успешного АПВ линии при КЗ в трансформаторе подстанции Б, для чего определяется время плавления ($t_{пл}$) плавкой вставки с $I_{вс.ном} = 75 \text{ А}$ предохранителя типа ПСН-35 при расчетном токе, равном $I_{c.o.}/(1,3 \div 1,4) \approx 800 \text{ А}$. По типовым характеристикам ПСН-35 $t_{пл} \approx 0,04 \text{ с}$. Общее время отключения линии при действии отсечки не менее 0,1 с, следовательно, при необходимости неселективная отсечка может быть использована в сочетании с АПВ линии. Зона действия неселективной отсечки охватывает 55% длины линии.

Рассчитывается ток срабатывания отсечки 5-2 с выдержкой времени 0,5 с по условию согласования чувствительности с мгновенными защитами 2 и 3, а также с предохранителями 4 предыдущих элементов:

1. При согласовании чувствительности с отсечкой 3 трансформатора учитывается ток нагрузки неповрежденных элементов (двух трансформаторов подстанций Б и Г по 1 МВ·А каждый):

$$I_{c.o.5-2} \geq k_{н.с} (I_{c.o.3} + \sum I_{раб. макс. Б,Г}) = 1,25(380 + 33) = 520 \text{ А,}$$

где $k_{н.с} = 1,25$; $I_{c.o.3} = 380 \text{ А}$ (рис. 3.1).

Если трансформатор оборудован дифференциальной защитой, то ток срабатывания отсечки с $t_{c.o.} = 0,5 \text{ с}$ выбирается по условию отстройки от КЗ за трансформатором.

2. Отсечка 2 на линии Л2 выполнена на индукционном реле типа РТ-85 и имеет ток срабатывания, выбранный по условию отстройки от КЗ за трансформатором подстанции Г (точка К7): $I_{c.o.2} \geq k_{ч} I_{K7} = 1,6 \cdot 190 = 305 \text{ А}$. По условию согласования с этой отсечкой, так же с учетом нагрузки, как и в п. 1, ток срабатывания отсечки Л1:

$$I_{c.o.5-2} \geq k_{н.с} (I_{c.o.2} + \sum I_{раб. макс. Б,В}) = (1,3 \div 1,4)(305 + 43) = 450 \div 490 \text{ А,}$$

где $\sum I_{раб. макс. Б,В} = (1000 + 1600) / (\sqrt{3} \cdot 35) = 43 \text{ А}$.

3. Плавкая вставка с $I_{вс.ном} = 75 \text{ А}$ предохранителя 4 типа ПСН-35 при токе $I_{расч} = 490 \text{ А}/1,3$ обеспечивает отключение КЗ в трансформаторе подстанции Б через $t = t_{пл} + t_{гор} = 0,2 + 0,15 = 0,35 \text{ с}$.

Для создания необходимой степени селективности следует либо увеличить время срабатывания отсечки 5-2 до $t \geq 0,9 \text{ с}$, либо увеличить ее ток срабатывания. Принимается $t_{c.o.5-2} = 0,9 \text{ с}$ при $I_{c.o.5-2} = 490 \text{ А}$ (рис. 3.2). Коэффициент чувствительности, определенный при двухфазном КЗ в конце линии Л1 более 1,5.

Рассчитывается максимальная токовая защита 5-3. Для выбора тока срабатывания по условию (1.1) необходимо определить значение коэффициента $k_{сэл}$. Если среди потребителей питаемых подстанций нет промышленных предприятий и крупных механизированных ферм, птицефабрик и т.д., то можно, по аналогии с расчетом защиты линий 6 и 10 кВ в сельскохозяйственных районах считать $k_{сэл} \approx 1,2 \div 1,3$. В иных случаях коэффициент $k_{сэл}$ вычисляется приближенным методом. В данном примере $k_{сэл} = 1,8$, $I_{раб. макс} = \sum I_{ном.тр} = 59,5 \text{ А}$ и по условию (1.1) $I_{c.3-5-3} = 146 \text{ А}$.

По согласованию чувствительности $I_{с.з. 5-3} \geq k_{н.с.}(I_{с.з. 2} + \Sigma I_{раб. макс. Б, В}) = (1,3+1,4)(100+43) = 185 \div 200$ А, где $k_{н.с.} = 1,3 \div 1,4$.

Время срабатывания защиты 5-3 должно быть выбрано на ступень Δt большим, чем время срабатывания предыдущей защиты 2, соответствующее току срабатывания защиты 5-3. Характеристика $t = f(I)$ защиты 2 при этом должна быть сдвинута вправо на величину тока $\Sigma I_{раб. макс. Б, В}$ (кривая 2' на рис. 3.2). Очевидно, что при выбранном выше $I_{с.з. 5-3} = 200$ А пришлось бы принять $t_{с.з. 5-3} \geq 3,6$ с, что недопустимо, поскольку $t_{с.з. 6} = 2,7$ с. Поэтому выбираются $I_{с.з. 5-3} = 300$ А и $t_{с.з. 5-3} = 2,2$ с, для которых обеспечивается ступень селективности Δt с предыдущей защитой 2 с учетом тока нагрузки неповрежденных предыдущих элементов (подстанций Б и В). При выбранном $I_{с.з. 5-3}$ коэффициент чувствительности защиты 5-3 в основной зоне (точке К4) равен 2,5, а в зоне резервирования (К6) – 2, что соответствует требованиям «Правил» [1]. За трансформаторами КЗ не резервируются, что допускается [1].

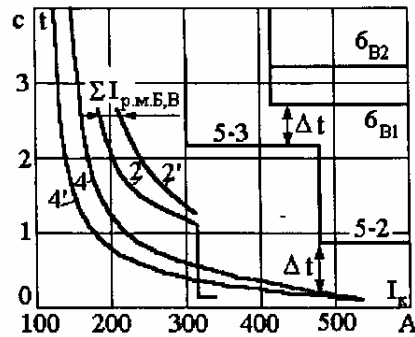


Рис. 3.2. Карта селективности к примеру 1 (расчетная схема на рис. 3.1). Токи приведены к напряжению 35 кВ

Сравнивая уставки второй и третьей ступеней максимальной защиты линии Л1, можно отметить, что эти ступени дополняют друг друга: отсечка 5-2 ускоряет отключения КЗ на линии, а максимальная защита 5-3, имея меньший ток $I_{с.з.}$, выполняет функции резервной защиты. Защиту б (рис. 3.2) можно выбрать с $t_{с.з. 6} = 1,4$ с (вместо 2,7 с), если согласовать ее по току со второй ступенью защиты 5 (490 А).

Производится расчетная проверка трансформаторов тока защиты 5 в объеме § 1.5:

1. Проверка на 10%-ную погрешность до *дешунтирования* ЭО. Определяется кратность k_{10} при токе срабатывания той ступени, которая надежно защищает всю линию: $k_{10} = 1,1 \cdot 490/150 = 3,6$. По кривой предельных кратностей для трансформаторов тока типа ТВД-35 МКП при $n_T = 150/5$ определяется значение $z_{н. доп} = 1,2$ Ом. Для двух последовательно включенных обмоток $z_{н. доп} = 2,4$ Ом. Фактическая расчетная нагрузка трансформаторов тока для двухфазной схемы защиты (неполная звезда) $z_{н. расч} = 2z_{тп} + z_{р.ф} + z_{р.обр} + r_{пер} = 2 \cdot 0,29 + 0,215 + 0,005 + 0,1 = 0,9$ Ом. Сопротивление реле, включенных в фазный провод, складывается из

сопротивлений промежуточного реле РП-341, токового реле времени РВМ-12 (0,1 Ом каждое) и трех токовых реле РТ-40 (для запаса принимается утроенное сопротивление реле третьей ступени $3 \cdot 0,5/10^2 = 0,015$ Ом, где 0,5 В·А – потребляемая мощность реле. Таким образом, $z_{р.ф} = 0,215$ Ом. Сопротивление одного токового реле, включенного в обратный провод, $z_{р.обр} = 0,005$ Ом. Сопротивление алюминиевых проводов при длине 40 м и сечении 4 мм² равно 0,29 Ом. Поскольку расчетная нагрузка оказалась меньше допустимой, полная погрешность ε трансформаторов тока до дешунтирования ЭО не превышает 10%.

2. Для проверки чувствительности ЭО определяется действительная погрешность трансформаторов тока в режиме после дешунтирования ЭО. При токе надежного срабатывания ЭО предельная кратность $k_{10} = 1,8 \cdot 5 \cdot 30/150 = 1,8$. По той же кривой предельных кратностей определяется $z_{н. доп} = 1,7$ Ом, а для двух обмоток $z_{н. доп} = 3,4$ Ом. Фактическая расчетная нагрузка после дешунтирования возрастает на $z_{ЭО} = 0,8 \cdot 58/5^2 = 1,85$ Ом, где $S = 58$ В·А – потребляемая мощность ЭО (реле РТМ), 5 А – ток срабатывания ЭО (РТМ), 0,8 – коэффициент, учитывающий, что расцепление механизма привода выключателя при срабатывании реле РТМ происходит раньше, чем сердечник реле поднимется до упора и сопротивление реле станет равным $58/5^2 = 2,3$ Ом (при верхнем положении сердечника). После дешунтирования ЭО $z_{н. расч} = 0,9 + 1,85 = 2,75$ Ом, что меньше допустимого (3,4 Ом) и, следовательно, ε и f меньше 10%; $k_{ч. ЭО} = 0,865 \cdot 900 / 5 \cdot 30 = 5 > 1,8$ при КЗ в конце защищаемой линии Л1, 4 – при КЗ в конце резервируемой линии Л2, но меньше 1 при двухфазных КЗ за трансформаторами подстанций Б, В, Г со стандартными схемами соединения обмоток Y/Δ (по табл. 2.4 $k_Y = 2$). В целом максимальная токовая защита 5 не резервирует КЗ за указанными трансформаторами, что вынужденно допускается [1].

Расчетная проверка надежной работы контактов реле РТ-40 при КЗ в начале линии показали, что реле всех ступеней защиты 5 будут работать надежно.

Пример 2. В этом примере без подробного расчета показываются возможности использования токовых отсечек без выдержки и с выдержкой времени для общего снижения уставок по току и по времени защит в сети 35 кВ (рис. 3.3, а). При небольших уставках по току целесообразно использовать максимальные защиты с зависимой характеристикой на реле РТ-85, которые значительно проще выполняются, чем защиты с независимой характеристикой, на переменном оперативном токе и, кроме того, более удачно сочетаются с плавкими предохранителями трансформаторов 35 кВ.

На карте селективности (рис. 3.3, б) построена расчетная характеристика плавкой вставки с $I_{вс. ном} = 50$ А предохранителя ПСН-35 (сдвинутая вправо на 20 % по отношению к заводской защитной характеристике). Ступень селективности между характеристиками 1 и 2 обеспечивается при всех практически возможных токах КЗ на стороне 35 кВ трансформатора. Однако при малых токах КЗ, в случаях повреждения внутри трансформатора иногда может иметь место неселективная работа защиты линии 35 кВ. Селективность действия защит 2, 3, 4 обеспечивается при всех возможных значениях токов КЗ (рис. 3.3, в). При согласовании уставок защит 3 и 2, а также 4 и 3 учтены токи нагрузки неповрежденных элементов соответствующих подстанций, как и в предыдущем примере.

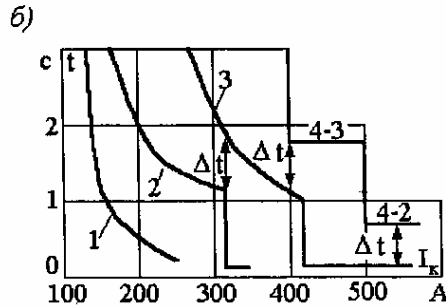
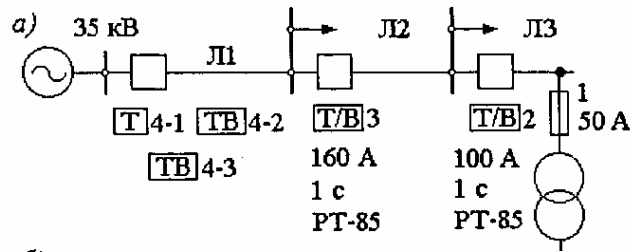


Рис. 3.3. Схема сети (а) и карта селективности (б) к примеру 2. Токи приведены к напряжению 35 кВ

Пример 3. Выбираются уставки только максимальной токовой защиты на линии 110 кВ Л1 + Л2 (рис. 3.4, а). Уставки селективной токовой отсечки выбираются так же, как в примере 1, уставки защиты нулевой последовательности – как в примере 7. Сопротивления элементов в омах, отнесенных к напряжению 110 кВ, приведены ниже:

- Система, макс/мин (задано).....12/16
- ВЛ 110 кВ Л1 25 км, АС-120.....6,7 + j10
- ВЛ 110 кВ Л2 20 км, АС-120.....5,4 + j8
- Трансформаторы подстанций В и В.....170/110

Сопротивления трансформаторов вычислены по формулам (2.8) и (2.7) с учетом РПН ($\Delta U_{РПН} = \pm 10\%$).

Решение. Вычисляется приближенным методом коэффициент самозапуска $k_{сзн}$ с учетом того, что на подстанциях В и В обобщенная нагрузка (промышленная), для которой $x_{*нагр} = 0,35$. Схема замещения представлена на рис. 3.4, б. Сопротивление нагрузки (при $S_{раб. макс} = S_{ном. тр}$) определяется по выражению (2.15): $x_1 = x_4 = 375 \text{ Ом}$, приведенным к напряжению 110 кВ.

Относительно небольшие активные сопротивления линий не учитываются. Производятся преобразования схемы замещения: $x_8 = x_1 + x_2 + x_3 = 375 + 110 + 8 = 493 \text{ Ом}$, $x_9 = x_4 + x_5 = 375 + 110 = 485 \text{ Ом}$; $x_{10} = x_8/x_9 = 493 \cdot 485/(493 + 485) = 244 \text{ Ом}$; $x_7 = x_{10} + x_6 + x_7 = 244 + 10 + 12 = 266 \text{ Ом}$.

Ток самозапуска в соответствии с формулой (2.13):

$$I_{сзн} = 110\ 000 / (\sqrt{3} \cdot 266) = 239 \text{ А.}$$

Определяются минимальные напряжения на шинах 10 кВ подстанций В и В в начале самозапуска. Для этого производится токораспределение в схеме замещения (рис. 3.4, б):

$$U_{мин В,100} = \sqrt{3} \cdot I_{сзн} \cdot x_{10} = \sqrt{3} \cdot 239 \cdot 244 = 101\ 000 \text{ В.}$$

Токи самозапуска через трансформаторы подстанции В:

$$I_{сзн В} = 101\ 000 / (\sqrt{3} \cdot 485) = 121 \text{ А;}$$

подстанции В:

$$I_{сзн В} = 101\ 000 / (\sqrt{3} \cdot 493) = 118 \text{ А;}$$

для проверки $I_{сзн} = 121 + 118 = 239 \text{ А.}$

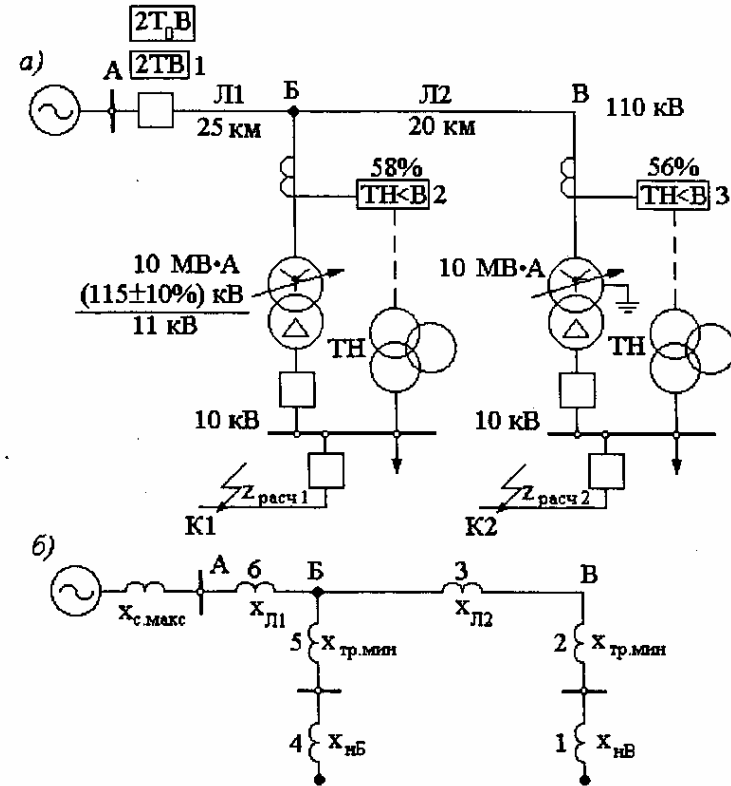


Рис. 3.4. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) к примеру 3. Сопротивления приведены к напряжению 110 кВ

Минимальные напряжения в начале самозапуска на шинах 10 кВ подстанций:

$$U_{\text{мин} B, 10} = \sqrt{3} \cdot 121 \cdot 375 \cdot 11 / 103,5 = 8\,350 \text{ В};$$

$$U_{\text{мин} B, 10} = \sqrt{3} \cdot 118 \cdot 375 \cdot 11 / 103,5 = 8\,150 \text{ В}.$$

Полученные значения $U_{\text{мин}}$ показывают, что самозапуск обеспечивается.

Напряжения срабатывания пусковых органов напряжения максимальных токовых защит 2 и 3 трансформаторов подстанций Б и В выбраны с помощью (2.21): $U_{*c,2} = 0,58$; $U_{*c,3} = 0,56$ (при $k_B = 1,2$; $k_n = 1,15$).

Выбирается ток срабатывания максимальной токовой защиты 1:

а) по условию несрабатывания при самозапуске нагрузки: $I_{c,1} \geq k_n \cdot I_{c31} = 1,15 \cdot 239 = 275 \text{ А}$;

б) по условию согласования по току с предыдущей защитой 2 $I_{c,1} \geq k_{н.с} (I_{c,2} + I_{\text{раб. макс} B}) = 1,1 (85 + 56) = 155 \text{ А}$, где $I_{c,2} \approx 1,5 I_{\text{ном.тр} B}$ (защита с пуском по напряжению).

Поскольку защита 1 при $I_{c,1} = 275 \text{ А}$ чувствительна к КЗ за трансформаторами подстанций Б и В, а максимальные токовые защиты 2 и 3 этих трансформаторов выполнены с пусковыми органами напряжения, необходимо ток срабатывания защиты 1 дополнительно согласовать по чувствительности с пусковыми органами напряжения защит 2 и 3, так как при отказе из-за низкой чувствительности любого из органов - токового или напряжения - защиты 2 и 3 будут бездействовать. Согласование производится с учетом активного переходного сопротивления в месте КЗ в следующем порядке [8]:

1. Рассматривается *металлическое* трехфазное КЗ на одном из элементов низшего напряжения подстанции Б в точке К1 (рис. 3.4, а), где пусковой орган напряжения защиты 2 имеет ещё достаточную чувствительность. Сопротивление до точки К1

$$z_{\text{расч}1} = z_{c,3} \frac{U'_{*c,3}}{1 - U'_{*c,3}}, \quad (3.1)$$

где $z_{c,3}$ - наименьшее сопротивление системы (включая линию и трансформатор) до места установки трансформатора напряжения ТН, от которого питается пусковой орган напряжения максимальной защиты, с которой производится согласование, Ом; $U'_{*c,3}$ - напряжение срабатывания этого органа напряжения, уменьшенное для надежности в $k_n = 1,1 \div 1,2$ раза.

Для защиты 2 $U'_{*c,3} = 0,58 / 1,1 = 0,53$. Сопротивление $z_{c,3} = jx_{c, \text{макс}} + r_{\text{ЛЛ}} + jx_{\text{ЛЛ}} + jx_{\text{тр. мин}} = 6,7 + j132 \text{ Ом}$ (рис. 3.4); $z_{c,3} = 132 \text{ Ом}$, $\varphi_{\text{л}} = 87^\circ \approx 90^\circ$. Тогда по формуле (3.1):

$$z_{\text{расч}1} = 132 \frac{0,53}{1 - 0,53} = 149 \text{ Ом}.$$

Максимальный ток при металлическом трехфазном КЗ в точке К1:

$$I_{\text{к.мет}} = \frac{U_{c, \text{ном}}}{\sqrt{3}(z_{c,3} + z_{\text{расч}1})} = \frac{110\,000}{\sqrt{3}(132+149)} = 226 \text{ А}.$$

2. Рассматривается трехфазное КЗ через *переходное активное сопротивление* (электрической дуги) за тем же трансформатором подстанции Б, поскольку по мере увеличения активной составляющей сопротивления до места КЗ условия согласования

защит 1 и 2 ухудшаются из-за того, что через защиту 1 проходит **больший ток, чем при соответствующем металлическом КЗ**. Этот **большой ток КЗ** можно представить как

$$I_{\text{к.макс}} = k_{\text{ток}} \cdot I_{\text{к.мет}}, \quad (3.2)$$

где $k_{\text{ток}} > 1$ - коэффициент, показывающий увеличение тока через защиту 1 при расчете с учетом переходного активного сопротивления по сравнению с расчетом при металлическом КЗ.

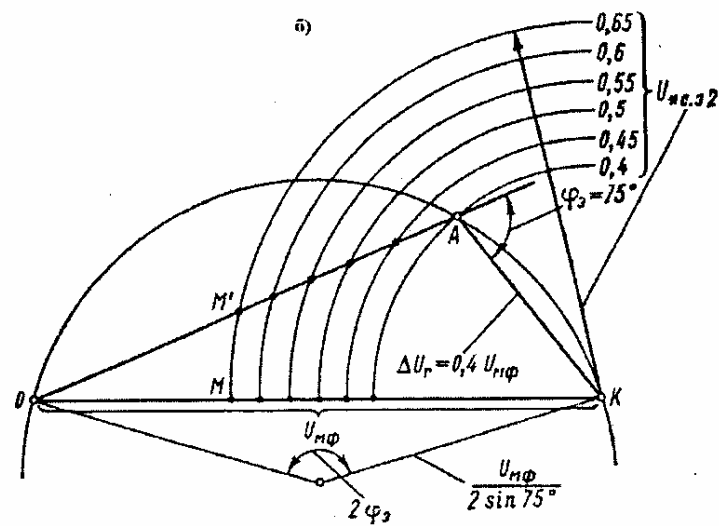
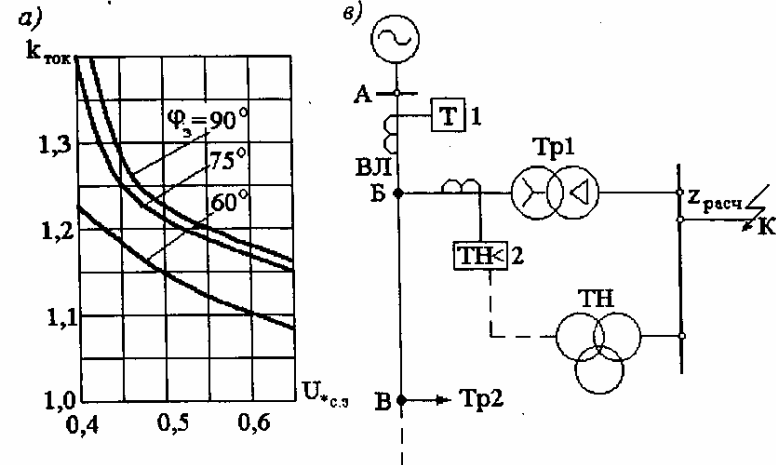


Рис. 3.5. Кривые $k_{\text{ток}} = f(U_{*c,3})$ для φ_3 , равного 60, 75 и 90° (а), диаграмма падений напряжения в сопротивлениях до точки КЗ при $\varphi_3 = 75^\circ$ (б) и схема сети (в) к примеру 3.

На рис. 3.5, а приведены зависимости $k_{\text{ток}}$ от напряжения срабатывания $U_{*c.3}$ предыдущей защиты, выраженного в долях от соответствующего междуфазного напряжения. Кривые $k_{\text{ток}} = f(U_{*c.3})$ построены для трех характерных значений $\varphi_3 = 60, 75$ и 90° [8].

На рис. 3.5, б приведена диаграмма падений напряжения до точки КЗ, позволяющая графически определить значения $k_{\text{ток}}$. Основание треугольника падения напряжения OK представляет собой геометрическую сумму падений напряжения в системе, линиях, трансформаторе и электрической дуге, равную междуфазному напряжению (ЭДС) системы. Сторона OA представляет собой падение напряжения в сопротивлениях системы, линий и трансформатора, сторона AK – падение напряжения в активном сопротивлении дуги, которое принято максимально возможным: $\Delta U_f = 0,4U_{\text{мф}}$. Приняв $\varphi_3 = 75^\circ$ (рис. 3.5, б) считаем, что это угол сопротивления цепи система – линия – трансформатор. Проведенные из точки КЗ K дуги с радиусами, равными $U_{*c.3}$, отсекают отрезки OM и OM' , которые представляют собой падения напряжения в сопротивлениях от нулевой точки системы (O) до места включения пускового органа напряжения соответственно при металлическом КЗ и КЗ через активное сопротивление в условиях, когда реле напряжения начинает отказывать. Поскольку суммарное сопротивление от нулевой точки системы до места установки пускового органа напряжения при этом не меняется, отношение $OM'/OM = k_{\text{ток}}$.

В рассматриваемом примере (рис. 3.5, а) для $\varphi_3 = 90^\circ$ и $U_{*c.3} = 0,53$ $k_{\text{ток}} = 1,2$. Тогда по формуле (3.2) $I_{\text{к.макс}} = 1,2 \cdot 226 = 271$ А. По условию согласования чувствительности:

$$I_{c.31} \geq k_{н.с} (I_{\text{к.макс}} + I_{\text{раб.макс} B}) = 1,1 (271 + 56) = 360 \text{ А.}$$

Здесь $I_{\text{к.макс}}$ и $I_{\text{раб.макс}}$ могут складываться арифметически по следующим соображениям. При $\Delta U_f = 0,4U_{\text{мф}}$ и при максимальном значении $\varphi_3 = 90^\circ$ угол сдвига фаз φ_k между напряжением и током $I_{\text{к.макс}}$ составляет 66° (за счет активного переходного сопротивления в месте КЗ). При $\varphi_3 < 90^\circ$ угол $\varphi_k < 66^\circ$. Учитывая, что $\varphi_{\text{раб}} \approx 30 \div 40^\circ$, ошибка при арифметическом сложении составит не более 5% в сторону увеличения надежности согласования.

3. Таким же образом производится выбор тока срабатывания максимальной защиты I по условию согласования с пусковым органом напряжения защиты Z (рис. 3.4): $U_{*c.3.3} = 0,56/1,1 = 0,51$; $z_{c.3} \approx x_{c.3} = 140$ Ом; $\varphi_l = 90^\circ$; по формуле (3.1) $z_{\text{расч} 2} = 140 \cdot 0,51 / (1 - 0,51) = 146$ Ом; $I_{\text{к.мст}} = 110000 / [\sqrt{3} (140 + 146)] = 222$ А. Из рис. 3.5, а для $\varphi_3 = 90^\circ$ и $U_{*c.3.3} = 0,51$ определяется $k_{\text{ток}} = 1,21$. Тогда по формуле (3.2) $I_{\text{к.макс}} = 1,21 \cdot 222 = 268$ А. Аналогично $I_{c.31} \geq k_{н.с} (I_{\text{к.макс}} + I_{\text{раб.макс} B}) = 1,1 (268 + 56) = 355$ А.

4. Принимается большее из полученных значений $I_{c.31} = 360$ А. Определяются коэффициенты чувствительности защиты I . При КЗ в основной зоне на $Л1 + Л2$ $k_{ч} \gg 1,5$. При КЗ в зоне резервирования, например, за трансформатором подстанции Б (при трехрелейной схеме защиты I), $k_{ч}^{(3)} = k_{ч}^{(2)} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{c.31}} = \frac{370}{360} = 1,03 < 1,2$ [1], где

$I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ определяется по выражению, аналогичному (2.11). При других значениях

напряжения системы и соответствующих положениях регулятора РПН трансформатора подстанции Б $k_{ч.рес}$ будут выше.

В подобных расчетах переходное активное сопротивление должно учитываться главным образом при выполнении пускового органа напряжения предыдущих защит трансформаторов по схеме рис. 2.11, б. При комбинированном пусковом органе (рис. 2.11, а) в рассматриваемых случаях наиболее вероятно срабатывание фильтра-реле обратной последовательности, поскольку КЗ через переходные сопротивления скорее всего являются несимметричными.

Выбор времени срабатывания максимальной токовой защиты I , проверка трансформаторов тока в объеме § 1.5, определение допустимости применения схемы с дешунтированием ЭО производится так же, как в примере 1.

§ 3.2. Комбинированная отсечка по току и напряжению

Основные условия расчета. При небольшой длине линии и большой мощности подключенных к линии трансформаторов простые токовые отсечки недостаточно эффективны. Применение комбинированной отсечки [3] позволяет произвести отстройку от КЗ за трансформатором по напряжению.

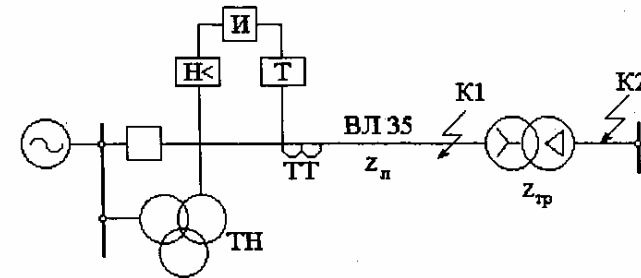


Рис. 3.6. Схема блока «линия – трансформатор», защищаемого с помощью комбинированной отсечки по току и напряжению (ТН<)

Ток срабатывания отсечки выбирается из условия обеспечения достаточной чувствительности при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме (точка К1 на рис. 3.6):

$$I_{c.o} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{k_{ч.Т}}, \quad (3.3)$$

где $k_{ч.Т}$ – коэффициент чувствительности отсечки по току, принимаемый равным 1,5. Проверяется, обеспечивает ли выбранный ток $I_{c.o}$ надежную отстройку от токов самозапуска в режиме АПВ при неисправности в цепях напряжения. Напряжение срабатывания выбирается таким образом, чтобы оно было меньше остаточного напряжения в месте установки отсечки при прохождении по защищаемой линии тока КЗ, равного по значению току срабатывания отсечки:

$$U_{c.o} \leq \frac{\sqrt{3} I_{c.o} (z_l + z_{\text{тр}})}{k_{ч}}, \quad (3.4)$$

где $k_{ч} = 1,2 \div 1,3$; $z_l, z_{\text{тр}}$ – сопротивления линии и трансформатора (рис. 3.6).

При таком выборе $U_{c.o}$ обеспечивается бездействие отсечки при КЗ за трансформатором (точка К2 на рис. 3.6) в любых режимах. При токах КЗ, больших, чем $I_{c.o}$, будет выше $U_{ост} = \sqrt{3} I_{c.o} (z_{л1} + z_{тр})$ и отсечка не будет работать по напряжению. При токах $I_k < I_{c.o}$ (КЗ через переходное сопротивление) отсечка не работает по току.

Чувствительность отсечки по напряжению (пусковые реле напряжения включены по схеме 2.11, б) проверяется при КЗ в конце защищаемой линии (точка К1). Остаточное напряжение в месте установки отсечки должно быть не менее чем в 1,5 раза ниже $U_{c.o}$, т. е.

$$k_{ч.н} = \frac{U_{c.o}}{U_{ост}} \geq 1,5. \quad (3.5)$$

Остаточное напряжение $U_{ост}$ определяется в максимальном режиме питающей системы. В минимальном режиме остаточное напряжение будет меньше и, следовательно, $k_{ч.н}$ выше.

Напряжение срабатывания комбинированной отсечки, полученное по выражению (3.4), должно находиться в пределах

$$U_{c.o} = (0,15 \div 0,65) U_{ном}. \quad (3.6)$$

Нижний предел определяется минимальной уставкой стандартных электромеханических реле напряжения (влияние сопротивления электрической дуги в месте КЗ для защит без выдержки времени не учитывается), а верхний — необходимостью отстройки от возможных снижений напряжения в сети:

$$U_{c.o} \leq \frac{U_{раб.мин}}{k_n k_b} \approx \frac{0,9 U_{ном}}{1,2 \cdot 1,2} \approx 0,65 U_{ном}, \quad (3.7)$$

где k_n, k_b — коэффициенты надежности и возврата минимальных реле напряжения серии РН-50 (электромеханических).

Верхний предел $U_{c.o}$, вычисленный по формуле (3.6), ограничивает область применения комбинированных отсечек.

Пример 4. Расчет комбинированной отсечки по току и напряжению. Выбираются уставки комбинированной отсечки по току и напряжению на линии 35 кВ длиной 5 км, работающей в блоке с трансформатором 6,3 МВ·А (рис. 3.7).

Решение. Рассчитываются токи в максимальном и минимальном режимах по данным, приведенным на расчетной схеме (рис. 3.7). Результаты расчета указываются на схеме. Все токи приведены к напряжению 35 кВ.

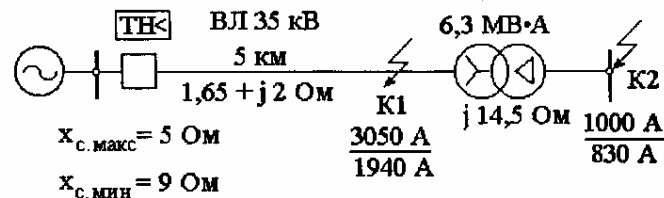


Рис. 3.7. Расчетная схема к примеру 4

Для сравнения определяется возможность применения для ВЛ простой токовой отсечки в качестве основной защиты. По условию отстройки от $I_{к.макс}$ в К2. $I_{c.o} \geq k_n \cdot I_{к.макс} = 1,4 \cdot 1000 = 1400$ А. Коэффициент чувствительности $k_{ч}^{(2)} = 0,865 \cdot 1940/1400 = 1,2 < 1,5$. Следовательно, простая токовая отсечка не может быть использована как основная защита линии.

Выбирается ток срабатывания комбинированной отсечки по выражению (3.3):

$$I_{c.o} = 0,865 \cdot 1940/1,5 = 1100$$
 А.

Проверяется отстройка от токов самозапуска в режиме АПВ линии (для случая неисправности цепей напряжения) по выражению (1.2): $I_{c.o} > k_n \cdot k_{сзн} \cdot I_{раб.макс} = 1,2 \times 3 \cdot 104 = 375$ А, где

$$I_{раб.макс} = I_{ном.тр} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104$$
 А.

Отстройка обеспечивается.

Выбирается напряжение срабатывания отсечки по выражению (3.4):

$$U_{c.o} \leq \frac{\sqrt{3} \cdot 1100 (2,6 + 14,5)}{(1,2 \div 1,3)} = 26000 \div 24000$$
 В,

что составляет 0,75–0,68 номинального напряжения (35 кВ). Поэтому принимается согласно формуле (3.6) $U_{c.o} = 0,65 U_{ном} = 22800$ В.

Определяется коэффициент чувствительности отсечки по напряжению по выражению (3.5):

$$k_{ч.н} = 22800/13700 = 1,66 > 1,5,$$

где $U_{ост} = \sqrt{3} \cdot I_{к.макс} \cdot z_{л} = \sqrt{3} \cdot 3050 \cdot 2,6 = 13700$ В.

Следовательно, комбинированная отсечка по току и напряжению, имеющая $k_{ч.т}$ и $k_{ч.н} \geq 1,5$, может быть использована в качестве основной защиты линии. При относительно простом выполнении комбинированная отсечка обеспечивает мгновенную селективную защиту линии и частично трансформатора.

Однако область применения комбинированных отсечек ограничивается линиями небольшой протяженности. При тех же данных (пример 4), но при длине линии 10 км отсечка уже получается малоэффективной ($k_{ч.н} \approx 1,15$).

На последующих трансформаторах, питающих линии с комбинированными отсечками, максимальные токовые защиты с пуском по напряжению должны иметь пусковой орган, выполненный по схеме на рис. 2.11, б, что позволит произвести согласование этих защит только по напряжению. При установке на последующем трансформаторе более чувствительного, комбинированного, пускового органа (рис. 2.11, а) необходимо производить согласование этих защит по току (при металлическом КЗ).

§ 3.3. Дистанционная защита одиночных линий 35 кВ и 110 кВ с ответвлениями

Основные условия расчета. Расчетные условия и выражения для выбора уставок дистанционных защит отечественного производства приведены в [3]. Здесь рассматриваются расчеты дистанционных защит только для одиночных линий с односторонним питанием напряжением 35 и 110 кВ, имеющих ответвления без источников питания (рис. 3.8). Защита 2 установлена в предположении, что в ремонтном режиме или после АВР возможно питание со стороны подстанции Б.

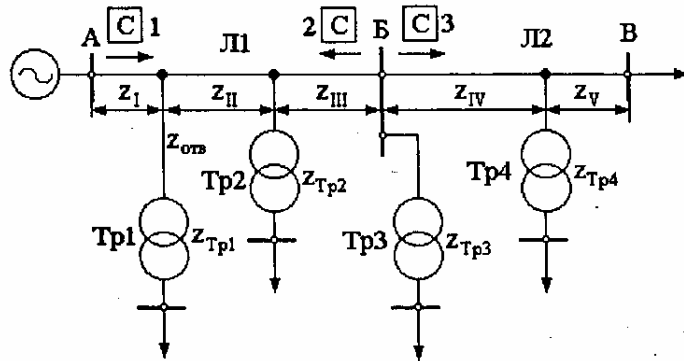


Рис. 3.8. Схема линии с ответвлениями (все трансформаторы подключены с помощью автоматических отделителей и снабжены короткозамыкателями):
С – дистанционная направленная защита

Расчет дистанционной защиты заключается в определении сопротивлений срабатывания, выдержек времени и чувствительности каждой из ступеней защиты и пусковых органов (которые обычно выполняют и функции последней, резервной, ступени), а также параметров срабатывания, чувствительности и типа устройства блокировки защиты при качаниях. Приведенные ниже расчетные выражения для линий с ответвлениями легко могут быть использованы и для расчета уставок защит линий без ответвлений и блоков «линия – трансформатор».

Первая ступень дистанционной защиты. Первичные сопротивления срабатывания рассчитываются для металлических КЗ по следующим условиям (для ЛП, рис. 3.8):

а) по условиям отстройки от КЗ, за трансформатором ответвлений:

$$z_{с.з.1}^I \leq 0,85(z_1 + z_{отв} + z_{Tr1 \text{ мин}}); \quad (3.8)$$

$$z_{с.з.1}^I \leq 0,85(z_1 + z_{II} + z_{Tr2 \text{ мин}}), \quad (3.9)$$

где $z_{Tr \text{ мин}}$ определяется по формуле (2.7);

б) по условию отстройки от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии (подстанция Б):

$$z_{с.з.1}^I \leq 0,85(z_1 + z_{II} + z_{III}). \quad (3.10)$$

Сопротивление срабатывания $z_{с.з.1}^I$ принимается равным меньшему из полученных значений по этим условиям.

При большой мощности трансформатора на ответвлении, расположенном вблизи места установки защиты, условия (3.8) и (3.9) могут явиться определяющими, т. е. потребовать уменьшения сопротивления первой ступени. Это возможно, если

$$z_{Tr \text{ мин}} < z_{II}, \quad (3.11)$$

где z_{II} – длина участка линии от места подключения трансформатора на ответвлении до шин противоположной подстанции.

Если трансформаторы на ответвлениях оборудованы быстродействующими защитами, которые вызывают включение короткозамыкателя 35 (110) кВ, то время срабатывания первой ступени дистанционной защиты линии желательно иметь не менее 0,1 с.

Если трансформаторы на ответвлениях от линий 35 кВ защищаются плавкими предохранителями (рис. 3.9), выражения (3.8) и (3.9) могут быть применены только в тех случаях, когда при минимальном расчетном значении тока двухфазного КЗ ($I_{к.расч}^{(2)}$) в конце зоны действия первой ступени защиты ($z_{с.з.1}^I$) плавкие вставки плавятся за время, не превышающее 0,08 (при $t_{с.з.1}^I \geq 0,1$ с). В этих случаях неселективное действие первой ступени защиты будет исправлено успешным действием устройства АПВ линии.

Расчетный ток

$$I_{к.расч}^{(2)} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{k'_n \cdot k''_n}, \quad (3.12)$$

где $k'_n = 1,1 \div 1,2$ – коэффициент надежности; $k''_n = 1,2$ – коэффициент, учитывающий неточность работы предохранителей.

При $t_{ин} > 0,08$ с сопротивление $z_{с.з.1}^I$ должно выбираться по условию отстройки от КЗ в месте установки предохранителей трансформатора (рис. 3.9):

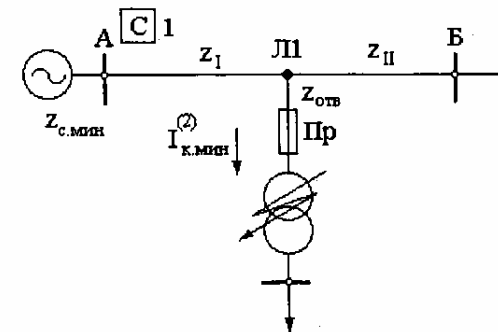


Рис. 3.9. Схема линии с трансформатором на ответвлении при защите трансформатора с помощью плавких предохранителей

Вторая ступень дистанционной защиты. Первичные сопротивления срабатывания определяются по следующим условиям (для линии ЛП, рис. 3.8):

а) по условию отстройки от КЗ за трансформаторами ответвлений – по выражениям (3.8) и (3.9);

б) по условию согласования с первой ступенью дистанционной защиты предыдущего участка (защита 3, рис. 3.8):

$$z_{c.3.1}^{II} \leq 0,85(z_I + z_{II} + z_{III}) + 0,78z_{c.3.3}^I; \quad (3.13)$$

в) по условию отстройки от КЗ за трансформатором противоположной подстанции (подстанции Б, рис. 3.8):

$$z_{c.3.1}^{II} \leq 0,85(z_I + z_{II} + z_{III} + z_{Tr.3.мин}), \quad (3.14)$$

где $z_{Tr.мин}$ — определяется по формуле (2.7);

г) по условию согласования чувствительности с предыдущими защитами других типов. Если предыдущая линия (Л2, рис. 3.8), трансформаторы на ответвлениях или трансформаторы противоположной подстанции защищаются *токовыми отсечками*, $z_{c.3.1}^{II}$ может выбираться по условию согласования чувствительности с соответствующей токовой отсечкой:

$$z_{c.3.1}^{II} \leq 0,85(z_n + z_{расч}), \quad (3.15)$$

где z_n — сопротивление участка от места установки дистанционной защиты I до места установки защиты (отсечки), с которой производится согласование; $z_{расч}$ — сопротивление зоны, надежно ($k_n \geq 1,1$) охватываемой защитой (отсечкой), с которой производится согласование, в расчетных условиях (при двухфазном КЗ в минимальном режиме).

Сопротивление $z_{расч}$ может быть определено аналитически или графически подобно тому, как определяется зона действия токовой отсечки (см. пример 5). При этом рассматривается *металлическое КЗ* между двумя фазами, поскольку в случаях замыканий через переходное активное сопротивление надежность согласования дистанционных защит с максимальными токовыми защитами увеличивается. Режим работы системы и сети выбирается такой, при котором ток в месте установки дистанционной защиты наибольший, а в месте установки максимальной отсечки — наименьший. В распределительных сетях 35–110 кВ простой конфигурации согласование чувствительности дистанционной защиты с предыдущей токовой отсечкой (без выдержки и с выдержкой времени), а также с предыдущей *максимальной токовой защитой* может с достаточной точностью производиться по выражению:

$$z_{c.3.1}^{II} \leq 0,85 \left(\frac{U_{c.мин.мф}}{2n \cdot 1,1 I_{c.3.2}} - z_{c.мин} \right), \quad (3.16)$$

где $U_{c.мин.мф}$ — минимальное значение междуфазного напряжения рассматриваемой сети; $I_{c.3.2}$ — ток срабатывания предыдущей токовой защиты 2; 0,85 — коэффициент, учитывающий неточности настройки и работы дистанционной защиты 1; 1,1 — то же для токовой защиты 2; $z_{c.мин}$ — наибольшее сопротивление системы до места установки дистанционной защиты I, n — число параллельно работающих одинаковых предыдущих элементов, токовые защиты которых имеют $I_{c.3.2}$ (см. пример 5).

Выражение (3.16) может быть представлено в несколько ином виде:

$$z_{c.3.1}^{II} \leq 0,85 \left(\frac{U_{c.мин.ф}}{1,27n \cdot I_{c.3.2}} - z_{c.мин} \right), \quad (3.16a)$$

где $U_{c.мин.ф}$ — минимальное значение фазного напряжения рассматриваемой сети.

Если предыдущая линия (Л2, рис. 3.8) защищается *комбинированной отсечкой по току и напряжению без выдержки времени* (§ 3.2), то последующая дистанционная защита согласовывается отдельно с токовым органом и органом напряжения отсечки. Для согласования с токовым органом $z_{расч}$ в выражении (3.15) определяется так же, как зона действия токовых отсечек. Для согласования с органом напряжения $z_{расч}$ из формулы (3.15) определяется с помощью выражения (3.1), т. е. при трехфазном *металлическом КЗ*, поскольку за время действия мгновенной отсечки сопротивление дуги в месте КЗ не должно достигнуть существенных размеров. Принимается меньшее из полученных по формуле (3.15) сопротивлений срабатывания $z_{c.3.1}^{II}$.

Если предыдущий элемент защищается *максимальной токовой защитой с пусковым органом минимального напряжения и с выдержкой времени*, то согласование последующей дистанционной защиты должна производиться отдельно с токовым органом и с органом напряжения предыдущей защиты, причем согласование с органом напряжения — с учетом влияния активного сопротивления электрической дуги в месте КЗ, поскольку при КЗ через активное переходное сопротивление зона действия ($z_{расч}$) предыдущего органа напряжения сокращается по сравнению со случаем металлического КЗ в той же точке. Расчет производится следующим образом:

а) определяется $z_{расч.мет}$ по формуле (3.1) и вычисляется $z_{c.3.мет}^{II}$ с помощью выражения (3.15), чем обеспечивается согласование защит при металлическом КЗ;

б) вычисляется $z_{c.3}^{II}$ с учетом влияния активного сопротивления электрической дуги в месте КЗ по выражениям из «Руководящих указаний по дистанционным защитами» (1966):

для ненаправленных реле сопротивления (обычно на ВЛ 35 кВ)

$$z_{c.3} \leq z_{c.3.мет} \cdot k_{сопр}; \quad (3.17)$$

для направленных реле сопротивления (обычно на ВЛ 110 кВ)

$$z_{c.3} \leq z_{c.3.мет} \cdot k_{сопр} \cdot k_{хар}; \quad (3.17a)$$

где $k_{сопр} < 1$ — коэффициент, учитывающий сокращение зоны действия органа минимального напряжения предыдущей защиты при наличии электрической дуги в месте КЗ, определяется по расчетным кривым (рис. 3.10, а и б) в зависимости от напряжения срабатывания $U_{c.3}$ этого органа минимального напряжения, выраженного в долях от соответствующего номинального междуфазного напряжения; $k_{хар} > 1$ — коэффициент, учитывающий одновременное сокращение зоны действия последующей дистанционной защиты с *направленными* реле сопротивления при наличии того же активного сопротивления дуги в месте КЗ, определяется по кривым рис. 3.10, в и г в зависимости от $U_{c.3}$ предыдущей защиты и отношения наименьшего сопротивления системы до места установки дистанционной защиты ($z_{c.3}$) к сопротивлению защищаемой линии ($z_{Л1}$)

Кривые на рис. 3.10 приведены для двух значений сопротивлений электрической дуги, которые определяются падением напряжения на электрической дуге: $\Delta U_T = 0,3U_{мф}$ и $0,4U_{мф}$. Падение напряжения (в киловольтах) на электрической дуге может быть приближенно определено по выражению:

$$\Delta U_T = 1,05I, \quad (3.18)$$

где l – длина дуги с учетом ее «раздувания» за время действия защиты, м. При действии предыдущей защиты с временем 0,5–1 с длина дуги может превысить расстояние между фазными проводами в два раза при тихой погоде, в три–четыре раза – при небольшом ветре и в восемь – десять раз – при сильном ветре. Очевидно, что в расчетах следует учитывать возможность наибольшего сопротивления дуги (на рис. 3.10 кривые для $\Delta U_r = 0,4U_{мф}$ показаны сплошными линиями).

Кривые на рис. 3.10 построены для двух значений $\varphi_{л}$, равных 60 и 75°. Для линий распределительных сетей 35 и 110 кВ (провод АС-120) $\varphi_{л} \approx 60^\circ$ (при этом для направленных реле сопротивления угол максимальной чувствительности реле $\varphi_{м.ч}$ должен быть примерно равен $\varphi_{л}$).

Для согласования защит в цепи «линия–трансформатор» 35 или 110 кВ с достаточной точностью можно пользоваться кривыми для $\varphi_{л} = 75^\circ$ (рис. 3.10, б и г), поскольку при $\varphi_{л} = 75 \div 90^\circ$ коэффициенты $k_{сопр}$ и $k_{хар}$ изменяются незначительно.

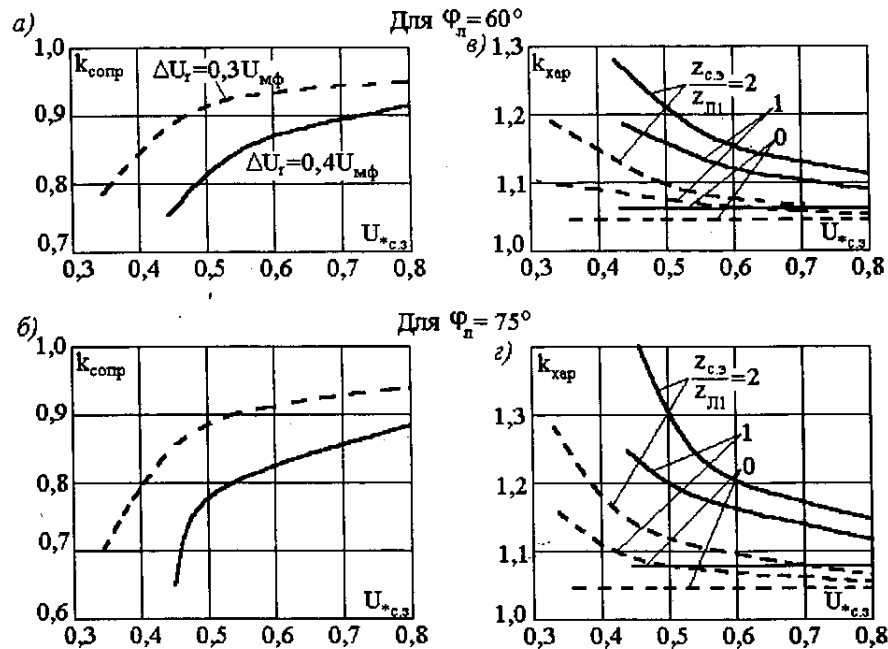


Рис. 3.10. Кривые $k_{сопр} = f(U_{*с.з}; \Delta U_r; \varphi_{л})$ – а и б, кривые $k_{хар} = f(U_{*с.з}; \Delta U_r; z_{с.з}/z_{лл}; \varphi_{л})$ – в и г. Для значений $\Delta U_r = 0,4U_{мф}$ кривые сплошные; для $\Delta U_r = 0,3U_{мф}$ – штриховые

Согласование с токовым органом предыдущей максимальной токовой защиты производится так же, как с максимальной защитой без пуска по напряжению – по (3.15) или (3.16).

Коэффициент чувствительности второй ступени при металлическом КЗ в конце защищаемого участка (линии ЛЛ на рис. 3.8)

$$k_q = \frac{z_{с.з}^{II}}{z_{лл}} \quad (3.19)$$

При наличии третьей ступени защиты необходимо обеспечить $k_q^{II} \approx 1,25$; при отсутствии третьей ступени – $k_q^{II} \approx 1,5$ [1]. Подключение относительно мощных трансформаторов на ответвлениях к ВЛ 35 и 110 кВ может вызвать сокращение второй зоны защиты и снижение k_q^{II} ниже требуемого. Если коэффициент чувствительности соответствует указанным требованиям, то при условии выполнения согласования с быстродействующими защитами предыдущих участков время срабатывания для второй ступени $t_{с.з}^{II} = 0,4 \div 0,5$ с.

Увеличение $t_{с.з}^{II}$ может потребоваться при необходимости согласования со второй ступенью защиты предыдущего участка (если сопротивление этого участка составляет менее 60% рассматриваемого, последующего, участка). Тогда в соответствии с рис. 3.8 $t_{с.з.1}^{II} = t_{с.з.3}^{II} + \Delta t$. Увеличение $t_{с.з}^{II}$ может потребоваться и по условию согласования с временем перегорания предохранителей трансформаторов ответвлений при токе $I_{к.расч}^{(2)}$ [см. формулу (3.12)], при КЗ в конце второй зоны рассматриваемой защиты, тогда (рис. 3.9):

$$t_{с.з.1}^{II} = (t_{ш} + t_{гор})_{пр} + \Delta t. \quad (3.20)$$

При выполнении на линии устройства АПВ допускается в выражении (3.20) не учитывать время горения дуги в предохранителе.

Пусковой орган (третья ступень). В существующих дистанционных защитах пусковой орган выполняется в виде максимальной токовой (направленной или ненаправленной) защиты или дистанционной защиты. К первой группе относятся, например, панели ПЗ-152, ПЗ-3, устройство защиты БРЭ-2701 (для линий 35 кВ), ко второй – ПЗ-153, ПЗ-4 (для линий 35 кВ), панели ЭПЗ-1636, микроэлектронная дистанционная и токовая защита (шкаф) типов ШДЭ-2801 и ШДЭ-2802 (для линий 110 кВ и выше). Современные цифровые защиты для линий 110 кВ и выше (отечественные и зарубежные) здесь не рассматриваются.

Условия расчета уставок для токового пускового органа такие же, как для максимальной токовой защиты (§ 3.1). Для дистанционного пускового органа сопротивление срабатывания выбирается из условия несрабатывания (отстройки) при минимальном сопротивлении (ненаправленных, например, в защитах типа ПЗ-153, ПЗ-4) сопротивлении срабатывания:

$$z_{с.з.3}^{III} \leq \frac{U_{с. мин. мф}}{\sqrt{3} \cdot k_{сзн} \cdot I_{раб. макс} \cdot k_n \cdot k_v}, \quad (3.21)$$

где $U_{с.мин.мф}$ – минимальное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска двигателей, должно определяться расчетом, ориентировочно может быть принято равным $(0,8 \div 0,9) U_{раб. мин}$; $k_{сп}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока при самозапуске двигателей, ориентировочно может приниматься равным $1,5 - 2,0$ в зависимости от конкретных условий и должен уточняться расчетом; $I_{раб. макс}$ – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии; k_n – коэффициент надежности, принимаемый равным $1,2$; k_v – коэффициент возврата реле (для ненаправленных реле сопротивления в защитах ПЗ-153 $k_v \approx 1,05$, в защитах ПЗ-4 $k_v \geq 1,2$).

Для направленных реле сопротивления, у которых угол максимальной чувствительности совпадает с углом линии φ_n (защиты ВЛ 110 кВ),

$$z_{с.з}^{III} \leq \frac{U_{с. мин. МФ}}{\sqrt{3} \cdot k_{сп} \cdot I_{раб. макс} \cdot k_n \cdot k_v \cdot \cos(\varphi_n - \varphi_{раб})}, \quad (3.21a)$$

где φ_n и $\varphi_{раб}$ – углы полного сопротивления соответственно линии и нагрузки в рассматриваемом режиме после отключения внешнего КЗ: $k_v \approx 1,05$.

Однако выбранное по выражениям (3.21) и (3.21a) сопротивление $z_{с.з}^{III}$, может быть, придется уменьшить по условию согласования с предыдущими защитами линий или трансформаторов. Согласование с последними производится в тех случаях, когда при выбранном по формулам (3.21) или (3.21a) $z_{с.з}^{III}$ защита может действовать при КЗ за трансформаторами на ответвлениях или на прогнвоположных подстанциях. Условия согласования такие же, как для второй ступени (см. выше). При необходимости обеспечения дальнего резервирования «Правила» [1] допускают не согласовывать чувствительность резервных ступеней защит.

Время срабатывания третьей ступени принимается на ступень Δt больше времени срабатывания третьей ступени предыдущей дистанционной или максимальной защиты, или на ступень Δt больше времени срабатывания второй ступени предыдущей дистанционной защиты при условии согласования с ней сопротивления срабатывания по выражению, аналогичному (3.13). Согласование по времени является весьма желательным и для третьих ступеней дистанционных защит во избежание их неселективных действий при КЗ через переходное сопротивление на предыдущих элементах.

Коэффициент чувствительности определяется так же, как для второй ступени. Для основного участка необходимо обеспечить $k_n \geq 1,5$, для резервной зоны – $k_n \geq 1,2$. Повреждения за трансформаторами небольшой мощности обычно не удается резервировать, что допускается «Правилами» [1].

Сопротивление срабатывания реле определяется по выражению:

$$z_{с.р} = k_{сх} \frac{n_T}{n_H} z_{с.з}, \quad (3.22)$$

где $z_{с.з}$ – первичное сопротивление срабатывания защиты (первой, второй или третьей зон); n_T , n_H – коэффициенты трансформации соответственно трансформаторов тока и напряжения; $k_{сх}$ – коэффициент схемы, который при включении реле сопротивления на междуфазные напряжения и разность фазных токов равен 1, а при включении реле

сопротивления на междуфазные напряжения и фазные токи равен $\sqrt{3}$ (последнее относится к пусковому органу защит типа ПЗ-153 и ПЗ-4 для ВЛ 35 кВ).

Регулировка уставок реле сопротивления производится ступенчато, изменением числа витков обмоток автотрансформаторов напряжения и трансреакторов. Проверка выбранных уставок по току точной работы производится в зависимости от типа защиты по соответствующим инструкциям.

Реле тока нулевой последовательности (РТ₀) дистанционных защит ВЛ 35 кВ типов ПЗ-152 и ПЗ-153 (обозначаемое 9РТ₀). Ток срабатывания реле 9РТ₀ выбирается из условия отстройки от максимального тока небаланса $I_{нб}$, который может возникнуть при междуфазном КЗ в месте установки защиты за счет погрешностей трансформаторов тока:

$$I_{с.з} = k_n \cdot I_{нб} = k_n \cdot k_{анер} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}, \quad (3.23)$$

где $k_n = 1,25$ – коэффициент надежности; $k_{анер} = 2$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока КЗ); ε – относительная максимально возможная погрешность трансформаторов тока при КЗ в месте установки защиты, может приниматься равной $0,1$; $I_{расч}$ – первичный расчетный ток металлического трехфазного КЗ в месте установки защиты. Если на линии установлена токовая отсечка, $I_{расч}$ в выражении (3-23) принимается равным току срабатывания отсечки $I_{с.о}$.

Коэффициент чувствительности реле РТ₀ должен быть большим или равным $1,5$ при двойном замыкании на землю в конце третьей зоны. Ток двойного замыкания на землю можно приблизительно считать равным току двухфазного КЗ. Для повышения чувствительности 9РТ₀ рекомендуется устанавливать реле типа РНТ-565 и при этом в выражении (3.23) можно принимать $k_{анер} = 1$.

В *дистанционных защитах* ВЛ 35 кВ типа ПЗ-3 и ПЗ-4, согласно заводской информации, аналогичное по назначению реле тока нулевой последовательности РТ₀ выполнено с *торможением от токов фаз А и В* начиная со значений тока, равных $1,4I_{ном}$. Реле имеет две уставки: $0,5$ и 1 А. Выполнение этого реле с торможением позволяет практически всегда принимать без расчета $I_{с.р} = 0,5$ А, поскольку при этом обеспечивается достаточная чувствительность при двойных замыканиях на землю в пределах зоны действия защиты, а также необходимая отстройка от практически возможного тока небаланса в нулевом проводе защиты при симметричной нагрузке или симметричном токе удаленного КЗ, большем или равном $1,4I_{ном}$. После включения защищаемой линии под нагрузку и обязательного измерения тока небаланса в нулевом проводе защиты ($I_{нб.изм}$) следует убедиться, что при уставке $0,5$ А реле надежно отстроено от возможного тока небаланса, а именно:

$$I_{с.р} = 0,5 \text{ А} \geq k_n \cdot I_{нб.изм} \cdot 1,4 \frac{I_{ном}}{I_{нагр}}, \quad (3.24)$$

где $I_{нагр}$ – ток защищаемой линии (первичный), при котором производилось измерение тока небаланса $I_{нб.изм}$; $k_n = 1,5 \div 2,0$; $I_{ном}$ – номинальный ток (первичный) трансформаторов тока защищаемой линии (см. пример 5).

Выбор коэффициента компенсации при двойных замыканиях на землю для ненаправленного дистанционного органа дистанционных защит линий 35 кВ.

Дистанционный орган должен реагировать на все виды повреждений в первой и второй зонах, для чего в нем предусмотрены соответствующие переключения в цепях тока и напряжения: при междуфазных КЗ к реле подводится междуфазное напряжение и разность фазных токов, а при двойных КЗ на землю – фазные напряжения и фазные токи с компенсацией тока нулевой последовательности. Коэффициент компенсаций (обозначаемый для защит типа ПЗ-152 и ПЗ-153 – k_T , а для защит типа ПЗ-3, ПЗ-4 – k_0 определяется по следующему выражению:

$$k_{T(0)} = \frac{(z_0 - z_1)}{3z_1}, \quad (3.25)$$

где z_1, z_0 – сопротивления прямой и нулевой последовательностей защищаемого участка сети 35 кВ.

Для одноцепных линий 35 кВ без грозозащитных тросов $z_0 \approx 3,5z_1$ и $k_{T(0)} \approx 0,83$; для таких же линий с грозозащитным тросом $z_0 \approx 3z_1$ и $k_{T(0)} \approx 0,67$. В схемах защит ПЗ-152 и ПЗ-153 имеется возможность устанавливать значения k_T от 0,4 до 0,95. В защите ПЗ-4 k_0 имеет значения 0,5; 0,67; 0,83 – при всех уставках и дополнительно 0,92 – для уставки, регулируемой в цепях тока, $z_{уст. мин} = 0,6$ Ом на фазу для защит с $I_{2ном} = 5$ А (по заводской информации).

Уставки реле комплекта блокировки при «качаниях», используемого лишь в качестве пускового органа защит ВЛ 110 кВ с односторонним питанием, выбираются по возможности минимальными. Если обеспечивается достаточная чувствительность органа тока обратной последовательности при всех видах КЗ, орган нулевой последовательности может не использоваться.

Примеры расчета дистанционной защиты одиночных ВЛ 35 кВ с ответвлениями и без них

Пример 5. Выбираются уставки защит 1, 3, 5 участка сети 35 кВ, показанного на рис. 3.11, а в нормальном режиме работы. Все необходимые расчетные данные приведены на схеме сети.

Решение. Рассчитываются токи трехфазных КЗ в максимальном и минимальном режимах (с учетом активных сопротивлений ВЛ 35 кВ). По результатам расчета строятся кривые 1 и 2 изменения токов КЗ (рис. 3.11, б). Все токи приведены к напряжению 35 кВ.

Рассчитывается коэффициент самозапуска; $k_{саз} = 2$. Определяются в условиях самозапуска минимальные напряжения: в месте установки защиты 1 $U_{мин} = 29$ кВ, защиты 3 $U_{мин} = 28,5$ кВ.

Выбирается ток срабатывания токовой отсечки 5 линии Л3 по условию (1.11) отстройки от КЗ за трансформатором 1,6 МВ·А подстанции Д: $I_{c.05} = k_n I_{к. макс}^{(3)} = 1,4 \cdot 275 = 385$ А, где $k_n = 1,4$ для отсечки на реле типа РТ-40.

Выбирается ток срабатывания токовой отсечки 7 трансформатора 1,6 МВ·А подстанции Г: $I_{c.07} = 1,4 \cdot 290 = 400$ А. При этом $k_n^{(2)} \approx 1,9$.

Выбирается ток срабатывания селективной токовой отсечки линии Л2 по условию отстройки от КЗ в точке В подключения трансформатора ответвления 0,56 МВ·А: $I_{c.03} = 1,25 \cdot 1280 = 1600$ А. Отсечка защищает более 25% линии в нормальном

(максимальном) режиме (рис. 3.11, б). Коэффициент чувствительности отсечки при КЗ в месте ее установки (на подстанции В) больше 1,2 [1].

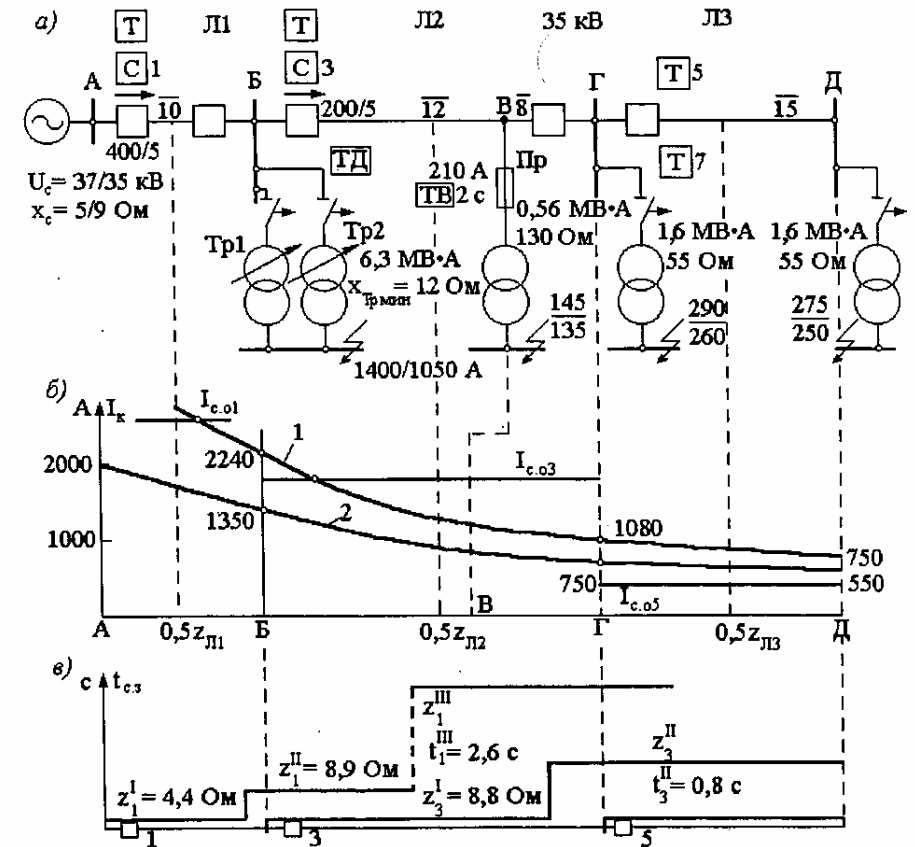


Рис. 3.11. Схема участка сети 35 кВ с односторонним питанием (а); кривые изменения тока КЗ (б); характеристики дистанционных защит линий Л1, Л2 (в) к примеру 5:

1 – кривая для максимального режима и трехфазных КЗ; 2 – для минимального режима и двухфазных КЗ; токи приведены к напряжению 35 кВ. Сопротивления линий в Ом, отнесенных к напряжению 35 кВ: Л1 – 3,3 + j4; Л2 – 6,6 + j8; Л3 – 7 + j6

Производится расчет дистанционной защиты 3 линии Л2:

1. Первая ступень. По условию (3.8):

$$z_{c.3}^I \leq 0,85 (r_l + jx_l + jx_{Тр мин}) = 0,85(4 + j4,8 + j130) \text{ Ом};$$

$$z_{c.3}^I = 115 \text{ Ом},$$

где $z_I = r_I + jx_I$ – сопротивление участка 12 км между подстанциями *Б* и *В*; $jx_{Тр\ мин} = 130$ Ом для трансформатора мощностью 0,56 МВ · А ($z_{отв} = 0$).

По условию (3.10) $z_{с.3.3}^I \leq 0,85(z_I + z_{II}) = 0,85 \cdot 10,4 = 8,8$ Ом, где $z_I + z_{II} = z_{Л2} = 10,4$ Ом (рис. 3.11, а).

Предварительно принимается $z_{с.3.3}^I = 8,8$ Ом и определяется время плавления предохранителя трансформатора ответвления *В* при токе КЗ по выражению (3.12)

$$I_{к.расч}^{(2)} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{k_n' k_n''} = 760 / (1,1 \cdot 1,2) = 580 \text{ А.}$$

По типовой защитной характеристике предохранителей, например типа ПСН-35, для $I_{вс.ном} = 50$ А при токе 580 А $t_{пл} \approx 0,045$ с. Поэтому время срабатывания первой ступени защиты может составлять $t_{с.3.3}^I \approx 0,08$ с.

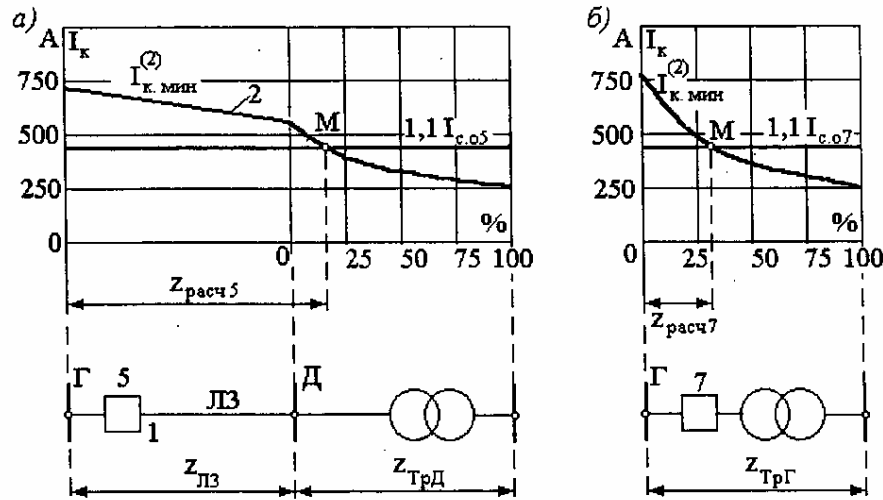


Рис. 3.12. Графическое определение $Z_{расч}$ для согласования дистанционной защиты линии Л2 с токовой отсечкой линии ЛЗ (а) и токовой отсечкой трансформатора подстанции Г (б) к примеру 5 (расчетная схема приведена на рис. 3.11)

2. Вторая ступень. По условию (3.8) $z_{с.3.3}^{II} \leq 115$ Ом.

По условию (3.15) согласования чувствительности с предыдущей токовой отсечкой 5 линии ЛЗ

$$z_{с.3.3}^{II} \leq 0,85(z_{Л2} + z_{расч 5}) = 0,85(6,6 + j8 + 7 + j16,4) \text{ Ом;}$$

$$z_{с.3.3}^{II} = 23,5 \text{ Ом,}$$

где $z_{расч 5} = z_{ЛЗ} + 0,19x_{ТрД} = 7 + j6 + 0,19j55 = 7 + j16,4$ Ом (рис. 3.12, а).

Сопротивление $z_{расч 5}$ определяется абсциссой точки *М* пересечения кривой 2 изменения тока КЗ $I_{к.мин}^{(2)}$ и ординаты, равной току $I_k = 1,1 I_{с.0.5} = 1,1 \cdot 385 = 425$ А, где 1,1 – коэффициент надежности. Абсцисса точки *М* соответствует зоне надежного действия отсечки 5 при двухфазных КЗ в минимальном режиме питающей системы.

Это же согласование может быть выполнено по формуле (3.16):

$$z_{с.3.3}^{II} \leq 0,85 \left(\frac{35000}{2 \cdot 1,1 \cdot 385} - 13,4 \right) = 23,5 \text{ Ом,}$$

где $z_{с.мин} = \sqrt{3,3^2 + 13^2} = 13,4$ Ом – сопротивления системы в минимальном режиме и последующей линии ЛЛ (рис. 3.11, а).

Аналогично производится определение $z_{с.3.3}^{II}$ по согласованию с предыдущей токовой отсечкой 7 трансформатора подстанции Г.

По условию (3.15)

$$z_{с.3.3}^{II} \leq 0,85(z_{Л2} + z_{расч 7}) = 0,85(6,6 + j8 + j17,7) \text{ Ом;}$$

$$z_{с.3.3}^{II} = 22,5 \text{ Ом,}$$

где $z_{расч 7} = 0,32jx_{Тр Г}$ – сопротивление зоны надежного действия отсечки 7, определяется графически (рис. 3.12, б) по $I_k = 1,1 I_{с.0.7} = 1,1 \cdot 400 = 440$ А. Это же согласование с помощью выражения (3.16):

$$z_{с.3.3}^{II} \leq 0,85 \left(\frac{35000}{2 \cdot 1,1 \cdot 400} - 13,4 \right) = 22,5 \text{ Ом.}$$

Принимается меньшее значение $z_{с.3.3}^{II} = 22,5$ Ом и определяется по формуле (3.19):

$$k_n = z_{с.3.3}^{II} / z_{Л2} = 22,5 / 10,4 = 2,15 > 1,25.$$

По согласованию с отсечками 5 и 7 время срабатывания второй ступени Л2 можно было бы выбрать $t_{с.3.3}^{II} = 0,4$ с. Однако на ответвлении имеется трансформатор подстанции В, защищенный предохранителями. При расчетном токе, определенном в выражении (3.12):

$$I_{к.расч}^{(2)} = 480 / (1,1 \cdot 1,2) = 360 \text{ А,}$$

где $I_{к.мин}^{(2)} = 480$ А при КЗ в конце второй зоны, для предохранителя с $I_{вс.ном} = 50$ А время отключения КЗ в трансформаторе:

$$t = t_{пл} + t_{гор} \approx 0,11 + 0,16 = 0,27 \text{ с.}$$

Поэтому время срабатывания второй ступени должно быть $t_{с.3.3}^{II} \geq 0,8$ с. Характеристика дистанционной защиты 3 показана на рис. 3.11, в.

3. Третья ступень. Первичное сопротивление срабатывания выбирается по формуле (3.21), где ток $I_{раб. макс}$ следует принимать наибольшим с учетом возможных ремонтных режимов. В данном примере для ПЗ-153:

$$z_{с.3.3}^{III} \leq 28500 / (\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 63 \cdot 1,2 \cdot 1,05) = 100 \text{ Ом,}$$

где $I_{\text{р.б. макс}} = \sum I_{\text{н.м.тр}} = 63 \text{ А}$. Для защиты ПЗ-4 при $k_{\text{в}} = 1,2$ сопротивление $z_{\text{с.з.3}}^{\text{III}} \leq 93 \text{ Ом}$.

Работа устройств сетевых АВР на подстанциях В, Г или Д и другие случаи перегрузок в этом примере не рассматриваются.

Короткие замыкания за трансформатором подстанции В не могут резервироваться; КЗ в конце предыдущей линии ЛЗ надежно резервируются и второй, и третьей ступенями рассматриваемой защиты Л2. Время срабатывания третьей ступени защиты должно быть выбрано большим на Δt , чем время срабатывания максимальной защиты трансформатора подстанции Г и время отключения КЗ предохранителями трансформатора подстанции В на ответвлении.

4. Сопротивления срабатывания (вторичные) для дистанционного органа выбираются по выражению (3.22):

$$z_{\text{с.р.3}}^{\text{I}} = k_{\text{сх}} \left(\frac{n_{\text{т}}}{n_{\text{н}}} \right) z_{\text{с.з.3}}^{\text{I}} = 1 \cdot (40/350) \cdot 8,8 = 1 \text{ Ом},$$

где $n_{\text{т}} = 200/5 = 40$ (рис. 3.11, а); $n_{\text{н}} = 35 \text{ 000}/100 = 350$;

$$z_{\text{с.р.3}}^{\text{II}} = 1 \cdot (40/350) \cdot 22,5 = 2,6 \text{ Ом}.$$

Сопротивления срабатывания (вторичные) для пускового органа по формуле (3.22) для защиты ПЗ-4 $z_{\text{с.р.3}}^{\text{III}} = \sqrt{3} (40/350) 93 = 18,5 \text{ Ом}$, для защиты ПЗ-153 $z_{\text{с.р.3}}^{\text{III}} = 20 \text{ Ом}$.

Для дистанционной защиты типа ПЗ-153 ориентировочные уставки на регулировочном автотрансформаторе дистанционного органа первой ступени:

$$N_{\text{I}} = \frac{z_0 100}{z_{\text{с.р.}}^{\text{I}}} = 0,75 \cdot 100/1 = 75;$$

второй ступени:

$$N_{\text{II}} = 0,75 \cdot 100/2,6 = 29.$$

Отпайка на трансреакторах $z_0 = 0,75$ использована ближайшая, меньшая, чем $z_{\text{с.р.}}$. При этом наибольшее значение тока точной работы дистанционного органа 3,5 А.

Коэффициент чувствительности по току точной работы:

$$k_{\text{ч.т}} = \frac{I_{\text{к. мин}}}{I_{\text{з.т}}} = 750/(3,5 \cdot 40) = 5,3 > 1,3,$$

где $I_{\text{к. мин}}$ – первичный ток при КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме (750 А – рис. 3.11, б); $I_{\text{з.т}}$ – ток точной работы защиты (первичный); при необходимости ток точной работы реле может быть снижен.

Ориентировочные уставки на регулировочном автотрансформаторе напряжения пускового органа (реле КРС-112) выбираются по такому же выражению, как для дистанционных органов:

$$N = \frac{z_0 100}{z_{\text{с.р.ф}}^{\text{III}}},$$

где N – число витков обмоток ω_1 и ω_2 ; $z_0 = 2 \text{ Ом}$ на фазу; $z_{\text{с.р.ф}}^{\text{III}}$ – сопротивление срабатывания реле третьей ступени, Ом на фазу. Однако при этом надо помнить, что пусковые реле при междуфазных КЗ включены на междуфазные напряжения и фазные токи, а заводские параметры этих реле предусматривают подбор уставок на

автотрансформаторе напряжения для испытательного режима *двухфазного* КЗ, когда сопротивление на фазу в два раза меньше расчетного сопротивления на реле, определенного по формуле (3.22), так как $z^{(2)} = U/(2I)$. Поэтому число витков $\omega_1 + \omega_2$ определяется как

$$N = \frac{2 \cdot 100}{z_{\text{с.р.}}^{\text{III}}/2} = \frac{400}{z_{\text{с.р.}}^{\text{III}}} = 400/20 = 20.$$

В пусковых реле этой защиты (КРС-112) имеется возможность выравнивать длину третьей зоны при междуфазных и при двойных КЗ на землю (в последнем случае реле автоматически переключается с междуфазного напряжения на фазное). Число витков первичной обмотки регулировочного автотрансформатора напряжения реле (ω_3), предназначенной для выравнивания длин зон при переключении реле на фазное напряжение:

$$\omega_3 = 150n, \quad (3.26)$$

где

$$n = 1 + k_{\text{т}}/(2\sqrt{3}); \quad (3.27)$$

$k_{\text{т}}$ определяется с помощью выражения (3.25).

При $k_{\text{т}} \approx 0,83$ $n = 0,53$, $\omega_3 = 79$ (принимается ближайшая отпайка 78). При $k_{\text{т}} = 0,67$ $n = 0,48$, $\omega_3 = 72$ (отпайка 72 имеется).

Для дистанционной защиты типа ПЗ-4 выбор положения переключателей в цепях напряжения согласно заводской информации производится по выражению:

$$N = \frac{z_{\text{уст. мин}}}{z_{\text{с.р}}} 100\%, \quad (3.28)$$

где N соответствует числу витков вторичной обмотки трансформатора напряжения этого органа, %; $z_{\text{уст. мин}}$ – уставка в цепях тока этого органа, выбор которой по рекомендации завода-изготовителя производится из следующих соображений: при малых значениях токов КЗ на границе зоны выбирается большая уставка, при токах КЗ, значительно превышающих токи точной работы реле, выбирается наименьшая уставка; при $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ имеются уставки 0,15; 0,3; 0,6 Ом на фазу. Для условий этого примера для первой ступени по формуле (3.28):

$$N = 0,15 \cdot 100/1 = 15\%;$$

для второй ступени:

$$N = 0,15 \cdot 100/2,6 = 5,8\%.$$

Для пускового органа предусмотрено одно значение $z_{\text{уст. мин}} = 1 \text{ Ом}$ на фазу (при трехфазных КЗ). Выбор положения переключателей в цепях напряжения производится с помощью выражения (3.28), но с учетом того, что заводские параметры этих реле предусматривают подбор уставок при двухфазном КЗ, когда сопротивление на фазу в $\sqrt{3}$ раз меньше расчетного сопротивления на реле, вычисленного по формуле (3.22):

$$N = \frac{1 \cdot 100}{z_{\text{с.р.}}^{\text{III}}/\sqrt{3}} = \frac{173}{z_{\text{с.р.}}^{\text{III}}},$$

и для условий этого примера $N = 173/18,5 = 9,5$, принимается 10.

В отличие от защиты типа ПЗ-153 в защите типа ПЗ-4 не предусмотрена возможность выравнивания длины третьей зоны при междуфазных КЗ и при двойном КЗ на землю, в последнем случае длина третьей зоны автоматически укорачивается примерно в два раза. Чтобы при этом не ограничивать и вторую зону защиты, следует стремиться выбирать уставку пусковых органов по крайней мере в два раза выше уставки второй ступени ($z_{с.з}^{III} \geq 2z_{с.з}^{II}$), если позволяет условие (3.21).

5. Ток срабатывания защиты для реле РТ₀ защиты типа ПЗ-153 определяем по формуле (3.23):

$$I_{с.з} = 1,25 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 1600 = 400 \text{ А,}$$

где $I_{расч} = I_{с.о.з} = 1600 \text{ А}$.

Ток двухфазного КЗ в конце третьей зоны в минимальном режиме равен всего лишь 160 А. Следовательно, $k_c < 1$. Для повышения чувствительности реле РТ₀ может устанавливаться типа РНТ-565, при этом $I_{с.з} = 200 \text{ А}$. Кроме того, должна быть укорочена третья зона защиты до $z_{с.з}^{III} = 45 \text{ Ом}$. Тогда $I_{к.мин}^{(2)} = 300 \text{ А}$ и коэффициент чувствительности для реле РТ₀ равен 1,5. При $z_{с.з}^{III} = 45 \text{ Ом}$ резервирование КЗ на предыдущей линии ЛЗ обеспечивается, а от резервирования КЗ за трансформаторами приходится отказаться, что допустимо [1].

Поскольку при токе срабатывания реле РТ₀, выбранном по выражению (3.23), часто не обеспечивается необходимая чувствительность, рекомендуется определять ток небаланса в реле РТ₀ опытным путем:

$$I_{нб.макс} = I_{нб.изм} \cdot I_{к.макс} / I_{нагр}, \quad (3.29)$$

где $I_{нб.изм}$ – ток небаланса, измеренный в нулевом проводе токовых цепей защиты при токе, равном $I_{нагр}$; $I_{к.макс}$ – максимальное значение тока при трехфазном КЗ в начале защищаемой линии, при установке на линии токовой отсечки можно принимать равным $I_{с.о}$.

Ток срабатывания реле РТ₀ (первичный):

$$I_{с.з} = 2I_{нб.макс} n_T. \quad (3.30)$$

Например, $I_{нб.изм} = 0,1 \text{ А}$ при $I_{нагр} = 100 \text{ А}$. Тогда для защиты 3 $I_{нб.макс} = 0,1 \cdot 1600/100 = 1,6 \text{ А}$. Первичный ток срабатывания реле РТ₀ $I_{с.з} = 2 \cdot 1,6 \cdot 40 = 128 \text{ А}$. При этом $k_c = 160/128 = 1,25$. Уменьшив сопротивление третьей зоны до 70 Ом, можно получить $k_c = 1,5$.

При установке дистанционной защиты типа ПЗ-4 для аналогичного реле РТ₀ принимается $I_{с.р} = 0,5 \text{ А}$ (20 А первичных). Для той же величины $I_{нб.изм} = 0,1 \text{ А}$ при $I_{нагр} = 100$ по формуле (3.24) $I_{с.р} = 0,5 \text{ А} > 1,75 \cdot 0,1 \cdot 1,4 \cdot 200/100 = 0,49 \text{ А}$. Сопротивление срабатывания третьей ступени защиты 3 может быть оставлено равным 93 Ом, поскольку в пределах этой зоны реле РТ₀ при уставке 0,5 А имеет практически всегда достаточную чувствительность.

6. Производится расчетная проверка трансформаторов тока типа ТВД-35 с $n_T = 200/5$ линии Л2 в соответствии с § 1.5. Для проверки на 10%-ную погрешность

$$k_{10}^{(3)} = \frac{I_{расч}^{(3)}}{I_{ном}} = 1200/200 = 6, \text{ где } I_{расч}^{(3)} = 1200 \text{ А} - \text{максимальное значение тока при}$$

трехфазном КЗ в конце первой зоны дистанционной защиты 3. По соответствующей кривой предельных кратностей при $k_{10} = 6$ сопротивление $z_{н.доп}^{(3)} = 1,15 \text{ Ом}$; при двух последовательно соединенных одинаковых обмотках ТВД-35 $z_{н.доп}^{(3)} = 2,3 \text{ Ом}$.

Фактическое расчетное сопротивление вторичной нагрузки при трехфазном КЗ $z_{н.расч}^{(3)} = r_{цр} + z_p + r_{пер}$, где z_p – сопротивление фазы цепи переменного тока панели дистанционной защиты: для ПЗ-153 $z_p \leq 0,8 \text{ Ом}$; для ПЗ-4 по заводской информации $z_p \leq 1,05 \text{ Ом}$ при $I_{2ном} = 5 \text{ А}$ и питании от постороннего источника оперативного тока; для ПЗ-4 вместе с устройством автономного питания оперативных цепей $z_p \leq 3,8 \text{ Ом}$. В условиях эксплуатации эти величины должны быть измерены; в зависимости от уставок сопротивление панели ПЗ-4 может быть меньше указанных максимальных значений.

Дополнительно следует вычислить $z_{н.расч}^{(1,1)}$, поскольку при двойном замыкании на землю, так же, как при однофазном, удваивается сопротивление проводов: $z_{н.расч}^{(1,1)} = 2r_{пр} + z_{р.ф-0} + r_{пер}$, где $z_{р.ф-0}$ – сопротивление петли «фаза – нуль» цепи переменного тока панели дистанционной защиты. При больших сопротивлениях соединительных проводов $z_{н.расч}^{(1,1)}$ может превосходить $z_{н.расч}^{(3)}$.

Для условий данного примера, приняв $r_{пр} = 0,2 \text{ Ом}$, $r_{пер} = 0,1 \text{ Ом}$, получаем для панели защиты ПЗ-153: $z_{н.расч}^{(3)} = 0,2 + 0,8 + 0,1 = 1,1 \text{ Ом} < z_{н.доп}^{(3)}$; $z_{н.расч}^{(1,1)} = 2 \cdot 0,2 + 0,8 + 0,1 = 1,3 \text{ Ом} < z_{н.доп}^{(1,1)} = 2,4 \text{ Ом}$ (определяется при $I_{расч}^{(2)} = I_{к.макс}^{(2)} = 0,865 \times 1200 = 1050 \text{ А}$, $k_{10}^{(2)} = 5,3$). При этом учитывалось, что по данным эксплуатации для панели ПЗ-153 сопротивление петли «фаза – нуль» цепи переменного тока не превышает сопротивлений каждой из фаз (0,8 Ом).

Для защиты ПЗ-4: $z_{н.расч}^{(3)} = 0,2 + 1,05 + 0,1 = 1,35 \text{ Ом} < z_{н.доп}^{(3)}$; $z_{н.расч}^{(1,1)} = 2 \cdot 0,2 + 1,05 + 0,1 = 1,55 \text{ Ом} < z_{н.доп}^{(1,1)} = 2,4 \text{ Ом}$ (см. выше). Вместе с устройством автономного питания защиты ПЗ-4 $z_{н.расч}^{(3)} = 0,2 + 3,8 + 0,1 = 4,1 \text{ Ом} > z_{н.доп}^{(3)}$, в связи с чем следует рассмотреть возможность включения защиты и устройства питания на разные обмотки трансформаторов тока или перехода на больший коэффициент трансформации трансформаторов тока, или установки более мощных трансформаторов тока.

Надежность работы реле проверяется при КЗ в месте установки защиты: $I_{к.макс} = 2400 \text{ А}$; $k_{макс} = 2400/200 = 12$; $k_{10доп}$ определяется по соответствующей кривой предельных кратностей для $z_{н.расч}/2$ (при двух последовательно включенных одинаковых обмотках ТВД-35) – $k_{10доп} \approx 10$ при $z_{н.расч} = 1,35/2 = 0,67 \text{ Ом}$ для ПЗ-4; коэффициент $A = k_{макс}/k_{10доп} = 12/10 = 1,2$; $f < 20\%$, что обеспечивает надежную работу дистанционных реле и реле направления мощности.

Выбирается ток срабатывания токовой отсечки 1 линии Л1 по условию отстройки от КЗ в конце линии: $I_{с.о1} = 1,25 \cdot 2240 = 2800 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности

при КЗ в месте установки отсечки: при трехфазном КЗ в максимальном (нормальном) режиме энергосистемы $4277/2800 = 1,5 > 1,2$ [1]. В этом же режиме отсечка защищает более 50% длины линии (рис. 3.11, б).

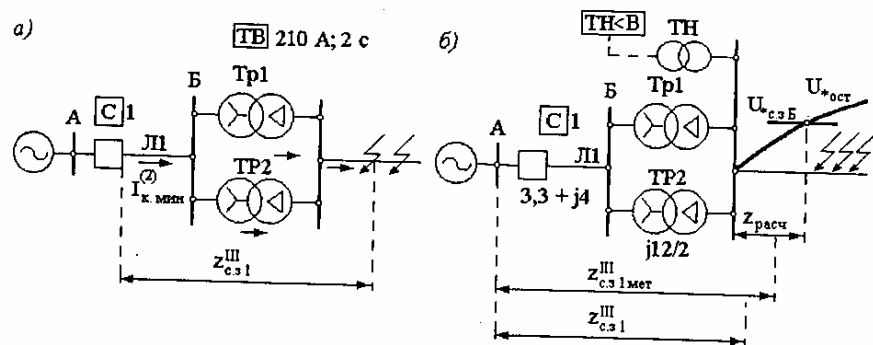


Рис. 3.13. Расчетные схемы для согласования чувствительности дистанционной защиты линии ЛЛ и максимальной токовой защиты трансформаторов подстанции Б к примеру 5 при выполнении максимальной защиты трансформаторов без пуска по напряжению (а) и с пуском по напряжению (б)

Рассчитывается дистанционная защита линии без ответвлений ЛЛ (защита I, рис. 3.11):

1. Первая ступень. По условию (3.10):

$$z_{c,31}^I \leq 0,85 z_{ЛЛ} = 0,85 \cdot 5,2 = 4,4 \text{ Ом}; \quad t_{c,31}^I \approx 0,08 \text{ с.}$$

2. Вторая ступень. По условию (3.13):

$$z_{c,31}^{II} \leq 0,85 z_{ЛЛ} + 0,78 z_{c,31}^I = 0,85 \cdot 5,2 + 0,78 \cdot 8,8 = 10,25 \text{ Ом.}$$

По условию (3.14) отстройки от КЗ за трансформаторами подстанции Б, работающими параллельно,

$$z_{c,31}^{II} \leq 0,85 (z_{ЛЛ} + \frac{jx_{Тр,мин Б}}{2}) = 0,85 (3,3 + j4 + j12/2) \text{ Ом};$$

$$z_{c,31}^{II} = 8,9 \text{ Ом.}$$

Коэффициент чувствительности по выражению (3.19)

$$k_{\eta} = \frac{z_{c,31}^{II}}{z_{ЛЛ}} = 8,9/5,2 = 1,7 > 1,25.$$

Время срабатывания $t_{c,31}^{II} = 0,5$ с (трансформаторы подстанции Б оборудованы дифференциальной защитой).

3. Третья ступень. Выбор сопротивления срабатывания, по выражению (3.21), производится так же, как для защиты 3 линии ЛЛ с той лишь разницей, что $U_{мин} = 29$ кВ (из этого примера) и $I_{раб. макс} = 260$ А. Предварительно принимается для ПЗ-153 $z_{c,31}^{III} = 26$ Ом, для ПЗ-4 $z_{c,31}^{III} = 22,5$ Ом. Третья ступень резервирует КЗ в конце предыдущей линии ЛЛ, а также на шинах низшего напряжения подстанции Б при параллельной и при раздельной работе трансформаторов. В связи с последним производится согласование чувствительности (по току) третьей ступени дистанционной защиты I линии ЛЛ с предыдущими максимальными защитами трансформаторов подстанции Б ($I_{c,3Б} = 210$ А, рис. 3.13, а). При выполнении этих максимальных защит

по схеме треугольника (рис. 2.1, в и г) и схеме соединения обмоток этих трансформаторов Y/Δ-11 (стандартный случай) согласование производится при двухфазном КЗ по формуле (3.16) при параллельной работе трансформаторов ($n = 2$):

$$z_{c,31}^{III} \leq 0,85 \left(\frac{35000}{2 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 210} - 9,4 \right) = 24,3 \text{ Ом.}$$

Принимается для ПЗ-153 $z_{c,31}^{III} = 24,3$ Ом; для ПЗ-4 – выбранное ранее по формуле (3.21) $z_{c,31}^{III} = 22,5$ Ом.

Если на трансформаторах подстанции Б максимальная защита выполнена с пусковым органом напряжения (схема пускового органа соответствует рис. 2.11, б), необходимо дополнительно произвести согласование третьей ступени дистанционной защиты I с этим пусковым органом напряжения. Согласование производится для наиболее тяжелого случая трехфазного КЗ через переходное активное сопротивление при максимальном режиме питающей системы. Сначала по выражению, аналогичному (3.15), определяется сопротивление $z_{c,31}^{III}$ при металлическом трехфазном КЗ (рис. 3.13, б):

$$z_{c,31 мет}^{III} \leq 0,85 (z_{ЛЛ} + \frac{z_{Тр,мин}}{2} + z_{расч}) = 0,85 (3,3 + j4 + j12/2 + 4 + j18,4);$$

$$z_{c,31 мет} = 25 \text{ Ом}; \quad \phi_L \approx 75^\circ;$$

сопротивление $z_{расч}$ определяется по выражению (3.1):

$$z_{расч} = z_{c,3} \frac{U'_{*c,3}}{1 - U'_{*c,3}} = (3,3 + j15) \frac{0,55}{1 - 0,55} = 4 + j18,4 \text{ Ом,}$$

где $U'_{*c,3} = \frac{U_{*c,3 Tr1(2)}}{k_{\eta}} = 0,6/1,1 = 0,55$ ($0,55 U_{ном}$);

$$z_{c,3} = jx_{с, макс} + r_{ЛЛ} + jx_{ЛЛ} + \frac{jx_{Тр, мин}}{2} = 3,3 + j15 \text{ Ом} -$$

наименьшее сопротивление до места установки трансформатора напряжения ТН, от которого питаются пусковые органы напряжения максимальных защит Tr1 и Tr2 подстанции Б (рис. 3.13, б).

Для учета влияния переходного активного сопротивления в месте КЗ определяем по выражению (3.17)

$$z_{c,31}^{III} \leq z_{c,31 мет}^{III} \cdot k_{сопр} = 25 \cdot 0,83 = 20,7 \text{ Ом,}$$

где $k_{сопр} = 0,83$, получен с помощью кривой $k_{сопр} = f(U_{*c,3})$ на рис. 3.10, б при максимально возможном значении падения напряжения на дуге $\Delta U_r = 0,4 U_{мф}$ для $U_{*c,3} = 0,6$ и $\phi_L = 75^\circ$.

Окончательно принимается меньшее из полученных при согласовании $z_{c,31}^{III} = 20,7$ Ом.

Из этого расчета видно, что при прочих равных условиях сопротивление срабатывания (чувствительность) дистанционной защиты линии может быть выбрано тем выше, чем больше $U_{*c,3}$ и чем меньше $I_{c,3}$ предыдущих трансформаторов или линий. В свою очередь, увеличение уставок по сопротивлению третьих зон дистанционных защит облегчает согласование с этими защитами максимальных токовых защит последующих (питающих) трансформаторов и автотрансформаторов (см. пример 8). В

общем случае повышение чувствительности защит предыдущих элементов облегчает условия выбора уставок защит последующих элементов.

Время срабатывания третьей ступени выбирается на Δt больше, чем $t_{с.зБ} = 2$ с (максимальной защиты трансформаторов подстанции Б), т. е. $t_{с.з1}^{\text{III}} = 2,5$ с. Наряду с этим проверяется выполнение согласования чувствительности со второй ступенью предыдущей дистанционной защиты 3 по условию, аналогичному (3.13):

$$z_{с.з1}^{\text{III}} \leq 0,85 z_{Л1} + 0,78 z_{с.з3}^{\text{II}} = 0,85 \cdot 5,2 + 0,78 \cdot 22,5 = 22 \text{ Ом.}$$

Если принято большее значение $z_{с.з1}^{\text{III}}$, то согласование по чувствительности и по времени производится с третьей ступенью защиты 3, если меньшее – то со второй ступенью: $t_{с.з1}^{\text{III}} = t_{с.з1}^{\text{II}} + \Delta t = 0,8 + 0,4 = 1,2$ с. Принимается окончательно большее значение: $t_{с.з1}^{\text{III}} = 2,5$ с.

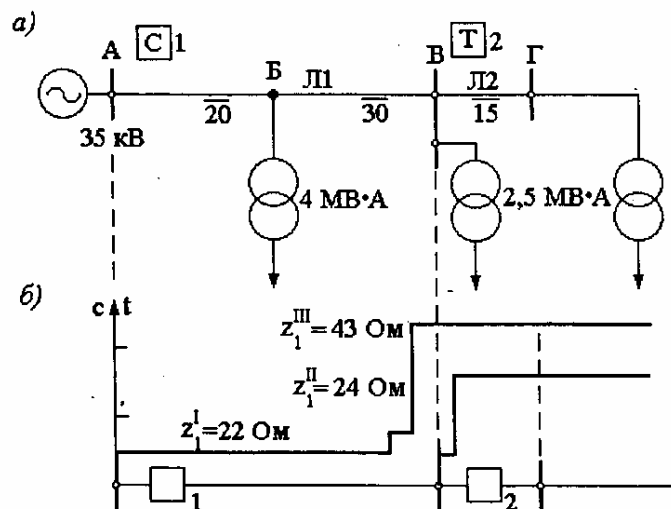


Рис. 3.14. Схема сети (а) и характеристика (б) трехступенчатой дистанционной защиты линии Л1 и двухступенчатой максимальной защиты линии Л2 к примеру 6

4. Расчет сопротивлений срабатывания (вторичных) для дистанционного и пусковых органов, определение тока точной работы; выбор уставок реле тока нулевой последовательности (РТ₀), расчетная проверка трансформаторов тока типа ТВД-35 с $n_T = 400/5$ производятся так же, как для защиты 3. Согласование выбранных уставок защиты 1 с уставками последующей защиты питающего трансформатора (подстанции А) осуществляется так же, как в примере 8.

Пример 6. На рис. 3.14, а приведена схема линии 35 кВ с относительно мощным трансформатором на ответвлении Б. На рис. 3.14, б приведены характеристики дистанционной защиты 1 и максимальной защиты 2, полученные в результате расчета, который выполнен аналогично предыдущему (пример 5). Малая длина второй зоны защиты 1 вызвана необходимостью отстройки от КЗ за трансформатором ответвления по условию (3.8). Третья ступень защиты на этой линии является и основной и резервной. Для ускорения отключения КЗ после АПВ линии следует использовать цепь ускорения третьей ступени после АПВ.

§ 3.4. Максимальная токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю одиночных линий 110 кВ распределительных сетей

Общие сведения. Максимальная токовая защита нулевой последовательности реагирует на однофазные и двухфазные КЗ на землю, общее число которых составляет около 85% всех КЗ в сетях 110 кВ. Токовые реле этой защиты включены в нулевой провод полной звезды трансформаторов тока линии или на трансформатор тока в заземленной нейтрали 110 кВ силового трансформатора, где в нормальном симметричном режиме протекают только токи небаланса. Токи срабатывания защит от КЗ на землю поэтому не нужно отстраивать от токов перегрузки, как это требуется для максимальных токовых защит от междуфазных КЗ (см. § 1.1), и, следовательно, они могут обладать высокой чувствительностью к удаленным КЗ на землю [3].

Максимальные токовые защиты нулевой последовательности выполняются двух-, трех- или четырехступенчатыми.

Расчет ступенчатой максимальной токовой защиты нулевой последовательности заключается в определении токов срабатывания ($I_{с.з}$), выдержек времени ($t_{с.з}$) и чувствительности каждой из ступеней защиты, а также в определении необходимости выполнения той или иной ступени или всей защиты с элементом направления мощности нулевой последовательности или без него. Выдержки времени токовой защиты нулевой последовательности, так же, как и других максимальных токовых защит, выбираются по ступенчатому принципу. Последующие защиты должны для обеспечения селективности согласовываться по чувствительности (по току) с предыдущими. Токи нагрузки при этом не учитываются. Особенностью выбора уставок является учет *токораспределения при КЗ на землю*, которое зависит от режима *нейтралей 110 кВ*, т. е. от количества, места включения и сопротивления нулевой последовательности трансформаторов с заземленными нейтральями 110 кВ, а также от схемы прилегающих сетей 110 кВ и выше. Режим нейтралей рекомендуется поддерживать стабильным (для каждой электрической сети режим нейтралей должен быть определен специальным решением).

Принципы и схемы выполнения, а также методы и условия расчета ступенчатых токовых защит нулевой последовательности от КЗ на землю (МТЗНП) на линиях 110 кВ и выше подробно изложены в [3, 4].

Ниже рассмотрены примеры расчета аварийных токов при КЗ на землю и уставок максимальных токовых защит нулевой последовательности для нескольких характерных участков 110 кВ распределительной сети *простейшей* конфигурации. В этих примерах производится выбор уставок только защит нулевой последовательности, поскольку для сетей 110 кВ и выше принят раздельный выбор уставок защит от КЗ на землю и защит от междуфазных КЗ (последние рассмотрены в предыдущих параграфах).

Примеры расчета уставок токовых защит нулевой последовательности от КЗ на землю одиночных линий 110 кВ

Пример 7. Рассчитываются рабочие уставки максимальной токовой защиты нулевой последовательности на одиночной тупиковой ВЛ 110 кВ (рис. 3.15, а).

Решение. Для расчета токов при КЗ на землю [7] составляются схемы замещения прямой и обратной последовательностей (в распределительных сетях они одинаковы) и нулевой последовательности (рис. 3.15, б и в). Сопротивления питающей системы до шин подстанции А, *исключая* рассматриваемую ВЛ: в максимальном режиме $x_{1с.макс} = 20 \text{ Ом}$; $x_{0с.макс} = 28 \text{ Ом}$; в минимальном режиме $x_{1с.мин} = 26 \text{ Ом}$;

$x_{0c, \min} = 45$ Ом. Сопротивления ВЛ 110 кВ при расчетах токов КЗ на землю вычисляются обычно без учета активной составляющей: $x_1 = x_{1уд} \cdot l = 0,4 \cdot 30 = 12$ Ом; для одноцепной ВЛ 110 кВ со стальным грозозащитным тросом $x_0 \approx 3x_1 = 3 \cdot 12 = 36$ Ом. Для трансформатора с *изолированной* нейтралью подстанции *Б* в выполняемом расчете требуется знать лишь минимальное сопротивление прямой последовательности: $x_{1Tr, \min} = 89$ Ом при $S_{ном.тр} = 10$ МВ·А, $U_{к, \min} = 9,5\%$, $\Delta U_{рпн} = \pm 16\%$, согласно выражению (2.7). Для трансформатора с *заземленной* нейтралью 110 кВ (подстанция *В*) со стандартной схемой соединения обмоток $\text{Y}\Delta\text{-11}$ принимается $x_{0Tr} \approx x_1$, если в паспорте трансформатора особо не указано значение x_{0Tr} , которое может быть на 10–20% меньше, чем x_{1Tr} . В зависимости от назначения расчета токов КЗ на землю принимается $x_{0Tr, \max}$ или $x_{0Tr, \min}$. Для трансформатора подстанции *В* при $S_{ном.тр} = 10$ МВ·А, $U_{к, \min} = 9,5\%$, $U_{к, \max} = 11,5\%$, $\Delta U_{рпн} = \pm 16\%$ по формулам (2.7) и (2.8) $x_{0Tr, \min} \approx x_{1Tr, \min} = 89$ Ом; $x_{0Tr, \max} \approx x_{1Tr, \max} = 182$ Ом. Все перечисленные сопротивления приведены к напряжению 110 кВ.

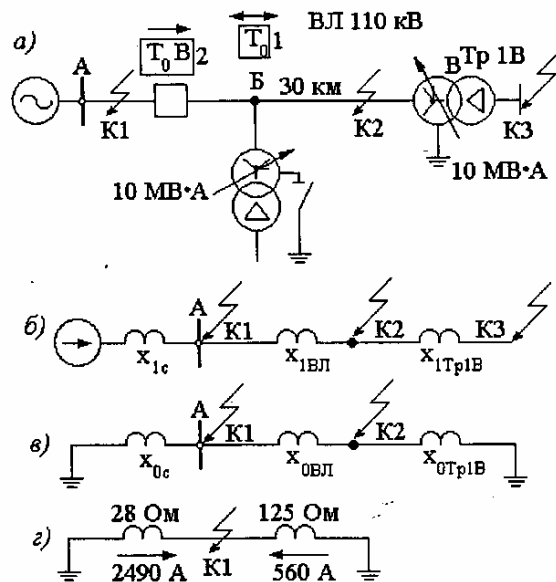


Рис. 3.15. Расчетная схема (а), схемы замещения прямой (б) и нулевой (в) последовательностей и токораспределение в схеме нулевой последовательности при КЗ в точке К1 (з) к примеру 7

Ток срабатывания отсечки без выдержки времени (так же, как и ускоряемых после АПВ ступеней защиты) с реле РТ-40 отстраивается от броска токов намагничивания трансформаторов, работающих с *заземленными* нейтралью и включаемых под напряжение при включении защищаемой линии.

Но при выполнении небольшого замедления действия отсечки, превышающего возможную разновременность включения фаз линейного выключателя, допустимо

вообще не отстраивать ее ток срабатывания от броска токов намагничивания трансформаторов.

Определяется возможность выполнения отсечки без элемента направления мощности нулевой последовательности (что всегда желательно для повышения надежности ее работы). Для этого необходимо вычислить максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности $3I_{0\max}$, проходящего через отсечку при КЗ на землю на шинах питающей подстанции *А* (КЗ «за спиной» в точке *К1*), обусловленного заземленной нейтралью трансформатора на защищаемой линии. Вначале вычисляется ток $3I_{0К1}^{(1)}$ в точке *К1* при максимальном режиме энергосистемы:

$$3I_{0К1}^{(1)} = \frac{3U_{\phi}}{2x_{1К1} + x_{0К1}} = \frac{3 \cdot 110000}{\sqrt{3}(2 \cdot 20 + 23)} = 3050 \text{ А,}$$

где $x_{1К1} = x_{2К1} = x_{1c, \max} = 20$ Ом (рис. 3.15, б);

$$x_{0К1} = \frac{x_{0c}(x_{0ВЛ} + x_{0Tr})}{x_{0c} + (x_{0ВЛ} + x_{0Tr})} = \frac{28 \cdot (36 + 89)}{28 + (36 + 89)} = 23 \text{ Ом (рис. 3.15, в).}$$

Если же принять значение сопротивлений питающей энергосистемы максимально возможным, соответствующим *минимальному режиму* ее работы (26 и 45 Ом), то значение тока КЗ в точке *К1* уменьшается (2240 А), но составляющая этого тока со стороны ВЛ может быть больше, чем в максимальном режиме энергосистемы.

Составляющие тока $3I_{0К}$ обратно пропорциональны соответствующим сопротивлениям в схеме замещения нулевой последовательности, приведенным к точке КЗ (*К1*, рис. 3.15, з):

$$\text{со стороны системы: } 3I_{0c} = \frac{3I_{0К1} \cdot x_{0К1}}{x_{0c}} = \frac{3050 \cdot 23}{28} = 2490 \text{ А;}$$

$$\text{со стороны ВЛ: } 3I_{0ВЛ} = \frac{3I_{0К1} \cdot x_{0К1}}{(x_{0ВЛ} + x_{0Tr})} = \frac{3050 \cdot 23}{125} = 560 \text{ А.}$$

Для проверки: $3I_{0К1} = 2490 + 560 = 3050$ А.

Составляющие тока в *минимальном режиме* работы энергосистемы: от системы 1647 А, со стороны ВЛ 593 А, т.е. больше чем 560 А.

Ток срабатывания *ненаправленной* отсечки без выдержки времени отстраивается от наибольшего значения тока при КЗ «за спиной» (точка *К1*, рис. 3.15): $I_{c,0} \geq k_n \times 3I_{0ВЛ} = 1,3 \cdot 593 = 770$ А, где k_n – коэффициент надежности (отстройки), равный 1,3 для отсечки без выдержки времени с реле РТ-40.

При двухфазном КЗ на землю значения токов $3I_0$ будут меньше, чем при рассмотренном однофазном КЗ, поскольку в этом примере $x_{1К} < x_{0К}$.

Коэффициент чувствительности отсечки определяется при КЗ на землю в конце защищаемой тупиковой линии (точка *К2*). Сопротивления до точки *К2*: $x_{1К2} = x_{1c, \min} + x_{1ВЛ} = 26 + 12 = 38$ Ом (рис. 3.15, б); $x_{0К2} = \frac{89 \cdot (45 + 36)}{89 + (45 + 36)} = 42,4$ Ом

(рис. 3.15, в).

Поскольку $x_1 < x_0$, меньшее значение $3I_0$ будет при двухфазном КЗ на землю:

$$3I_{0\text{ КЗ}}^{(1,1)} = \frac{3U_{\phi}}{x_{1\text{ КЗ}} + 2x_{0\text{ КЗ}}} = \frac{3 \cdot 110000}{\sqrt{3}(38 + 2 \cdot 42,4)} = 1553 \text{ А,}$$

в том числе со стороны энергосистемы $3I_{0\text{ с}} = \frac{1553 \cdot 42,4}{81} = 813 \text{ А}$, со стороны трансформатора подстанции В 740 А (для проверки $813 + 740 = 1553 \text{ А}$). Коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}^{(1,1)} = \frac{813}{770} = 1,05$, что указывает на эффективность отсечки, защищающей всю линию, но не позволяет считать ее основной защитой линии, так как необходимо иметь для основной защиты $k_{\text{ч}} \geq 1,5$. При КЗ в начале линии $k_{\text{ч}}^{(1,1)} = \frac{1522}{770} = 1,98 > 1,2$, что требуется для дополнительной защиты [1]. Надо отметить, что допускается не считаться с двухфазным КЗ на землю, если защита от междуфазных КЗ достаточно чувствительна при этом виде КЗ. Но в данном примере и при однофазном КЗ $k_{\text{ч.мин}}^{(1)} = \frac{844}{770} = 1,1 < 1,5$. Поэтому выполняется *вторая* ступень –

максимальная токовая защита нулевой последовательности с элементом направления мощности. Последнее позволяет не отстраивать ее по току срабатывания от КЗ «за спиной» и обеспечить необходимую чувствительность при КЗ в конце линии.

Ток срабатывания этой защиты должен быть отстроен от тока небаланса в нулевом проводе схемы соединения обмоток трансформаторов тока в звезду при *внешних* замыканиях между фазами, в данном случае при трехфазном КЗ за трансформатором подстанции В (ближайшей и с наиболее мощным трансформатором), и выбирается по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{расч}}, \quad (3.31)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности (отстройки), учитывающий погрешности реле, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,25; $k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, принимается равным: 2 – при выдержке времени рассматриваемой ступени до 0,1 с; 1,5 – при выдержке времени до 0,3 с, 1 – при выдержке времени выше 0,5 с; $k_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса, принимается равным 0,05 при небольших кратностях расчетного тока (тока срабатывания) $k_{10} \leq 3$ и равным 0,1 при кратностях тока не более 0,8 $k_{10\text{ доп}}$ при фактической расчетной нагрузке; $I_{\text{расч}}$ – максимальное значение тока при внешнем трехфазном КЗ.

Для условий этого примера рассчитывается ток трехфазного КЗ за трансформатором подстанции В, подключенном к защищаемой линии на расстоянии 10 км от подстанции А ($x_{\text{ВЛ}} = 4 \text{ Ом}$). По выражению (2.9)

$$I_{\text{к.макс}}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3}(20 + 4 + 89)} = 563 \text{ А.}$$

Выбирая время срабатывания защиты 0,5 с, принимается $k_{\text{пер}} = 1$. Предварительно принимается $k_{\text{нб}} = 0,1$. Ток срабатывания по выражению (3.31): $I_{\text{с.з}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 563 = 70 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности защиты при однофаз-

ном КЗ в конце защищаемой линии $844/70 = 12 > 1,5$, при двухфазном КЗ на землю $813/70 = 11,6$.

Для проверки допустимости принятого значения $k_{\text{нб}} = 0,1$ принимаем, что сопротивление нагрузки на трансформаторы тока $z_{\text{н.расч}} = 0,4 \text{ Ом}$. По кривой предельных кратностей трансформаторов тока типа ТФНД-110М (ТФЗМ110Б) для классов Р₁, Р₂ этому значению сопротивления соответствует допустимая кратность $k_{10\text{ доп}} = 10$, при которой $\epsilon = 10\%$. Фактически предельная кратность $k_{10} = \frac{1,1 \cdot 70}{150} < 1$

при $n_{\tau} = 150/5$. Следовательно, можно было бы принять в выражении (3.31) $k_{\text{нб}} = 0,05$ и уменьшить ток срабатывания защиты. Но учитывая достаточно большие значения коэффициентов чувствительности при выбранном $I_{\text{с.з}} = 70 \text{ А}$, оставляем эту уставку.

При необходимости снизить выбранное выше время срабатывания защиты (по условиям выбора уставок аналогичных защит в питающей сети) можно выбрать больший ток срабатывания этой защиты: 105 А (время от 0,1 до 0,3 с) или 140 А (время до 0,1 с); значения коэффициентов чувствительности останутся достаточно большими.

Проверка чувствительности реле направления мощности этой защиты рассмотрена в следующем примере.

Проверка трансформаторов тока производится в соответствии с § 1.5 совместно с защитами от междуфазных КЗ (см. пример 1). Обязательно проверяется надежность работы контактов реле тока и направления мощности нулевой последовательности.

Пример 8. Рассчитываются рабочие уставки токовых защит нулевой последовательности на ВЛ 110 кВ Л1 и Л2 (рис. 3.16, а) в режиме питания от подстанции А до подстанции Г, причем питание подстанции Д по Л3 допускается в крайне редких случаях. Питание подстанций Г, В, Б от подстанции Д допускается, и для этого режима предусматриваются такие же защиты на подстанциях Д (Л3), Г (Л2), В (Л1), уставки которых рассчитываются аналогично (на рис. 3.16 эти защиты не показаны).

Решение. Для расчета токов при КЗ на землю составляются схемы замещения прямой и нулевой последовательностей (рис. 3.16, б и в). Сопротивления элементов в этих схемах вычисляются так же, как в предыдущем примере, расчет осуществляется в омах, приведенных к напряжению 110 кВ:

Сопротивление элементов ...	x_1	x_0
Система, макс/мин (задано)...	12/17	15/21
Л1 (40 км)	16	48
Л2 (55 км).....	22	66
Л3 (25 км).....	10	30
Трансформатор подстанции:		
Б.....	277/140	∞
В.....	228/112	114/56(Тр1)
Г.....	182/89($x_{\text{В-С}}$)	310/151($x_{\text{В-Н}}$)

Для трансформаторов подстанций даны крайние значения их сопротивлений при регулировании напряжения, $\Delta U_{\text{ТПН}} = \pm 16\%$ (§ 2.2). Для трансформатора типа ТРДН подстанции В с заземленной нейтралью 110 кВ со схемой соединения $\text{Y}/\Delta-\Delta$

$x_0 \approx x_1/2$, где x_1 – сопротивление при трехфазном КЗ на одной из сторон низшего напряжения (§ 2.6). Для трехобмоточного трансформатора подстанции Г с заземленной нейтралью 110 кВ со схемой соединения $Y/Y/\Delta$ 115/38,5/11 кВ, $x_0 \approx x_{1В-Н}$, поскольку именно на стороне НН обмотка собрана в треугольник. В распределительных сетях чаще применяются стандартные трехобмоточные трансформаторы, у которых $x_{1В-Н}$ примерно в 1,7 раза выше, чем $x_{1В-С}$, но возможно применение трансформатора с обратным соотношением этих сопротивлений.

Выбирается ток срабатывания отсечки без выдержки времени 2-1 линии Л2 на подстанции В. Аналогично расчету междуфазной отсечки определяем:

$$I_{с.о.2} \geq k_n \cdot I_{расч}, \quad (3.32)$$

где $I_{расч}$ – расчетное максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности ($3I_{0макс}$), от которого отсечка должна быть отстроена; $k_n = 1,3$ – для отсечек без выдержки времени.

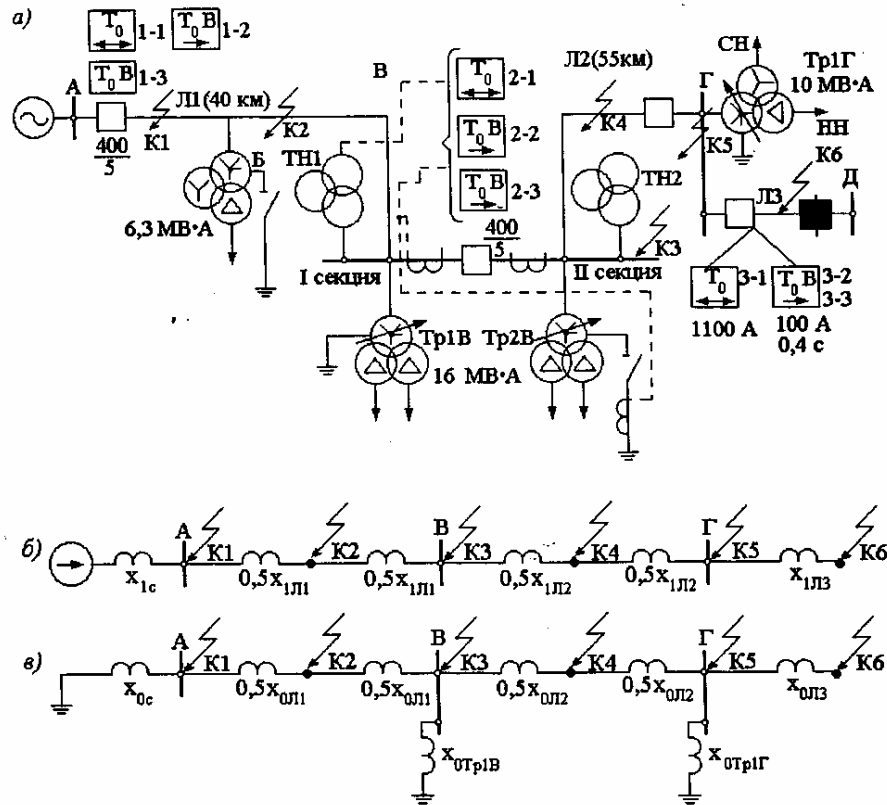


Рис. 3.16. Расчетная схема (а) и схемы замещения прямой (б) и нулевой (в) последовательностей к примеру 8

Для определения расчетного тока с помощью выражения (3.32) допустимо пользоваться простейшим способом вычисления тока $3I_0$ при $U_c = U_{ном}$, считая $x_1 = x_2$, учитывая только реактивные составляющие сопротивлений элементов расчетной схемы (см. выше) и не учитывая влияния нагрузки. Как уже указывалось, при $x_{1к} < x_{0к}$ $3I_0^{(1)} > 3I_0^{(1,1)}$ и, наоборот, при $x_{1к} > x_{0к}$ $3I_0^{(1)} < 3I_0^{(1,1)}$ в месте КЗ, а следовательно, и в месте установки защиты. Следует также учитывать, что при внешнем для защищаемой линии КЗ на землю значение тока $3I_0$ по линии (через защиту) увеличивается:

а) с увеличением тока $3I_0$ в месте КЗ вследствие уменьшения эквивалентного сопротивления в схеме замещения прямой (обратной) последовательности;

б) с уменьшением отношения эквивалентного сопротивления нулевой последовательности системы со стороны, где установлена рассматриваемая защита, к эквивалентному сопротивлению нулевой последовательности с противоположной стороны.

С учетом этих положений выбираются реально возможные расчетные режимы для вычисления $3I_{0макс}$. Для дальнейшей проверки чувствительности защиты минимальные значения тока $3I_{0мин}$ вычисляются также с учетом этих положений.

Отсечка 2-1 линии Л2 на подстанции В (рис. 3.16, а) должна быть отстроена от КЗ на шинах противоположной подстанции Г (точка К5). Для определения $I_{расч} = 3I_{0макс}$ принимается, что система работает в максимальном режиме ($x_{1с.макс}$; $x_{0с.макс}$), а сопротивление трансформатора с заземленной нейтралью на подстанции В является максимальным ($x_{0Тр1В} = 114$ Ом). С противоположной стороны – на подстанции Г – сопротивление $x_{0Тр1Г}$ также принимается максимальным (310 Ом). При этом отношение эквивалентного сопротивления нулевой последовательности со стороны

системы до шин подстанции В ($x_{0В} = \frac{(15 + 48) \cdot 114}{15 + 48 + 114} = 40,5$ Ом) к эквивалентному

сопротивлению x_0 с противоположной стороны ($x_{0Тр1Г} + x_{0Л2} = 310 + 66 = 376$ Ом), равное 0,108, является минимальным (для сравнения: при минимальных значениях $x_{0Тр}$ подстанций В и Г это отношение равно 0,136; случай, когда $x_{0Тр1В}$ является минимальным, а $x_{0Тр1Г}$ – максимальным, не учитывается, поскольку является маловероятным).

Для точки К5 по рис. 3.16, б $x_{1К5} = x_{1с.макс} + x_{1Л1} + x_{1Л2} = 12 + 16 + 22 = 50$ Ом; по рис. 3.16, в со стороны системы:

$$x_{0э} = \frac{(x_{0с.макс} + x_{0Л1}) \cdot x_{0Тр1Вмакс} + x_{0Л2}}{x_{0с.макс} + x_{0Л1} + x_{0Тр1Вмакс}} + x_{0Л2} = \frac{(15 + 48) \cdot 114}{15 + 48 + 114} + 66 = 106,5 \text{ Ом};$$

$$x_{0К5} = \frac{x_{0э} \cdot x_{0Тр1Гмакс}}{x_{0э} + x_{0Тр1Гмакс}} = \frac{106,5 \cdot 310}{106,5 + 310} = 79 \text{ Ом}.$$

Ток в месте КЗ в точке К5:

$$3I_{0макс}^{(1)} = \frac{3 \cdot 110000}{\sqrt{3(2 \cdot 50 + 79)}} = 1060 \text{ А},$$

в том числе по Л2 (от системы):

$$3I_{0,c} = \frac{1060 \cdot 79}{106,5} = 790 \text{ A};$$

со стороны трансформатора $Tr1Г$: $3I_0 = 270 \text{ A}$.

По формуле (3.32) $I_{c.o.2-1} \geq 1,3 \cdot 790 = 1027 \text{ A}$, где $I_{расч} = 3I_{0, макс}$ со стороны системы при КЗ на шинах противоположной подстанции $Г$. При этом токе срабатывания обеспечивается также отстройка отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов с заземленной нейтралью 110 кВ.

Определяется возможность выполнения отсечки 2-1 без элемента направления мощности, для чего вычисляется значение $3I_{0, макс}$ при КЗ «за спиной», т. е. на 1 секции шин 110 кВ подстанции $В$.

Наибольшее значение $3I_0$ имеет место при минимальных значениях x_0 трансформаторов подстанций $В$ и $Г$ и при двухфазном КЗ на землю: $3I_0^{(1,1)} = 285 \text{ A}$. Для выполнения отсечки 2-1 без элемента направления мощности $I_{c.o.2-1} \geq 1,3 \times 285 = 370 \text{ A}$ и, следовательно, отсечка 2-1 может быть выполнена ненаправленной. Однако необходимо проверить эту возможность и в режиме питания подстанции $В$ и $Г$ со стороны подстанции $Д$, а также при заземлении нейтрали трансформатора $Tr2В$ (в данном примере эти режимы не рассматриваются).

Зона действия отсечки 2-1 для оценки ее эффективности определяется графически, так же, как междуфазных отсечек. Для этого вычисляются минимальные значения токов $3I_0^{(1)}$ через защиту при однофазных КЗ в начале, в середине и в конце линии $Л2$ (точки $К3$, $К4$, $К5$) и по ним строится кривая изменения тока $3I_0^{(1)}$ (рис. 3.17, а). Зона действия отсечки составляет 55% защищаемой линии $Л2$; при КЗ в начале линии (точка $К3$) коэффициент чувствительности отсечки $1770/1027 = 1,7 > 1,2$, что требуется для дополнительной ступени защиты [1].

Выбирается ток срабатывания второй ступени (отсечка с выдержкой времени) 2-2 линии $Л2$ на подстанции $В$ по условию отстройки от тока в линии $Л2$ при КЗ на землю на предыдущей линии $Л3$ в конце зоны действия отсечки (первой ступени) этой линии с $I_{c.o.3-1} = 1100 \text{ A}$ (рис. 3.16, а):

$$I_{c.з.2-2} \geq k_n \cdot k_T \cdot I_{c.o.3-1}, \quad (3.33)$$

где $k_n = 1,1$ – коэффициент надежности (отстройки) при согласовании с защитой предыдущего элемента, учитывает погрешность рёле и необходимый запас; k_T – максимальный коэффициент токораспределения, представляющий собой отношение тока $3I_0$ в рассматриваемой последующей линии $Л2$ к току $3I_0$ в предыдущей линии $Л3$, с защитой которой производится согласование (рис. 3.17, б):

$$k_T = \frac{3I_{0, посл.}}{3I_{0, пред.}} \quad (3.34)$$

В расчете по формуле (3.33) следует принимать максимально возможное значение k_T . Для сетей с радиальными линиями k_T может быть также определен из схемы замещения нулевой последовательности (рис. 3.17, в):

$$k_T = \frac{x_{0к}}{x_{0посл}}, \quad (3.35)$$

где $x_{0к}$ – эквивалентное сопротивление до точки КЗ, которая расположена в самом начале предыдущей линии, причем противоположный конец этой линии отключен (рис. 3.17, б и в):

$$x_{0к} = \frac{x_{0посл} \cdot x_{0Гр}}{x_{0посл} + x_{0Гр}}$$

В схеме на рис. 3.16 максимальное значение k_T для выбора $I_{c.з.2-2}$ будет иметь место при максимальном значении $x_{0Гр1Г} = 310 \text{ Ом}$. Сопротивление до шин подстанции $Г$ со стороны системы $x_{0посл} = 106,5 \text{ Ом}$ (см. выше); эквивалентное сопротивление при КЗ у шин этой подстанции $x_{0к} = 106,5 // 310 = 79 \text{ Ом}$; по формуле (3.35) $k_T = 79/106,5 = 0,74$, по (3.34) $k_T = 790/1060 = 0,74$ (рис. 3.17, в).

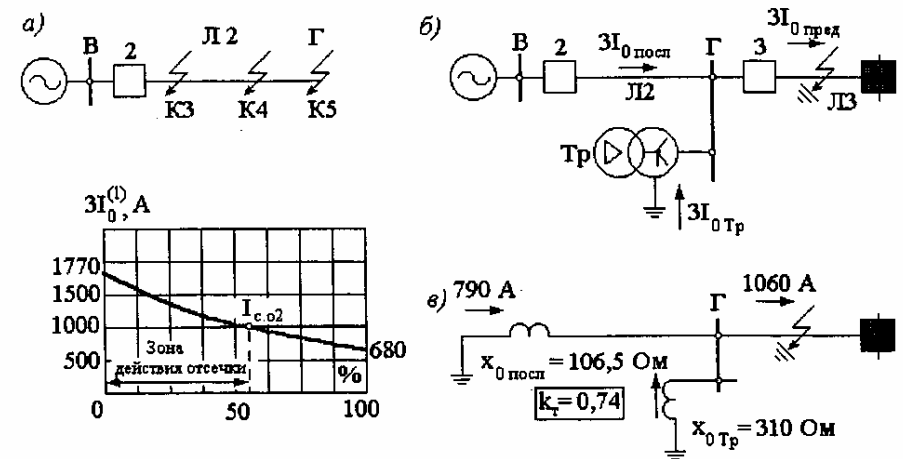


Рис. 3.17. Графическое определение зоны действия отсечки нулевой последовательности линии $Л2$ (а) и поясняющие схемы для вычисления коэффициента токораспределения k_T (б и в) к примеру 8

Тогда в соответствии с выражением (3.33) $I_{c.з.2-2} \geq 1,1 \cdot 0,74 \cdot 1100 = 900 \text{ A}$. Из рис. 3.17, а видно, что при таком токе срабатывания вторая ступень не защищает всю линию $Л2$. Для повышения чувствительности можно выбрать ток срабатывания этой ступени по условию отстройки от КЗ в конце зоны действия второй ступени предыдущей защиты $Л3$, аналогично (3.33):

$$I_{c.з.2-2} \geq k_n \cdot k_T \cdot I_{c.o.3-2} = 1,1 \cdot 0,74 \cdot 100 = 80 \text{ A}.$$

Это обеспечит высокую чувствительность второй ступени защиты $Л2$, но потребует выдержки времени, на Δt большей, чем время срабатывания второй ступени предыдущей защиты ($Л3$), т. е. 0,8 с (при отстройке от отсечки 3-1 линии $Л3$ можно

было бы принять 0,4 с). При наличии двух ступеней защиты 2 так и следует поступить, предварительно проверив надежность отстройки от токов небаланса при внешних трехфазных КЗ по условию (3.31). Эта ступень, очевидно, должна выполняться направленной.

При выполнении защиты 2 трехступенчатой в ряде случаев предпочтительнее выполнить менее чувствительную, но более быстродействующую вторую ступень защиты, поскольку это может облегчить выбор уставок последующих защит (главным образом уменьшить уставки по времени). Для трехступенчатой защиты 2 окончательно выбираются уставки: 1027 А и 0,1 с (ненаправленная), 900 А и 0,4 с (ненаправленная); 80 А и 0,8 с (направленная). Выбирать ток срабатывания последней ступени менее 60 А (в особых случаях менее 40 А) не рекомендуется.

Для исключения влияния режима заземления нейтралей трансформаторов на настройку токовых защит нулевой последовательности на подстанциях с одним секционным выключателем (типа подстанции В, рис. 3.16) широко используется схема включения линейных защит на сумму токов нулевой последовательности этого выключателя и трансформатора той секции, на которую включена защищаемая линия, например для защиты 2 – включение на сумму токов секционного выключателя и $Tr2B$. Тогда при одном и том же КЗ на землю на линии Л2 через реле защиты 2 будут проходить одинаковые токи КЗ независимо от того, на каком из трансформаторов ($Tr1B$ или $Tr2B$) заземлена нейтраль. Сумма токов нулевой последовательности может быть получена и в том случае, если вместо трансформаторов тока, установленных в фазных выводах трансформаторов, использовать трансформаторы тока, установленные в нейтральных обмоток 110 кВ этих же трансформаторов (рис. 3.16).

Уставки трехступенчатой защиты 1 линии Л1 на подстанции А выбираются аналогично сказанному выше. Отсечка без выдержки времени 1-1 отстраивается от максимального значения тока $3I_0^{(1)}$ при КЗ в начале предыдущей линии Л2, когда последняя отключена с противоположного конца (на подстанции Г, рис. 3.16, а); $I_{c.o.1-1} = 1,3 \cdot 1250 = 1625$ А. Как показывает расчет, отсечка может использоваться без элемента направления; зона ее действия охватывает более 50% линии Л1. Вторая ступень, выбираемая по условию (3.33) отстройки от тока в Л1 при КЗ в конце зоны действия первой ступени 2-1 предыдущей линии Л2, должна иметь $I_{c.3.1-2} \geq k_n \cdot k_T \times \times I_{c.o.2-1} = 1,1 \cdot 0,64 \cdot 1027 = 723$ А. Коэффициент чувствительности при однофазном КЗ в конце Л1 – около 1,5; время срабатывания $t_{c.o.1-2} = 0,4$ с. Надо заметить, что при заземлении нейтрали на трансформаторе $Tr2B$ $k_T = 1$, и вторая ступень 1-2 должна иметь ток срабатывания не менее 1130 А при $t_{c.3} = 0,4$ с или 990 А при $t_{c.3} = 0,8$ с, что приведет к низкой чувствительности этой ступени.

Одновременно проверяется, не снизится ли чувствительность второй ступени 1-2 при включении короткозамыкателя трансформатора $Tr2B$ (работающего с изолированной нейтралью, рис. 3.16, а) при одновременном трехфазном КЗ на одной из сторон низшего напряжения этого трансформатора. Для этого определяется

отношение (2.47): $\frac{x_{1TP}}{x_{1c}} = 112/33 = 3,4 > 3$, т.е. снижение чувствительности защиты 1

практически можно не учитывать (рис. 2.23). При аналогичном повреждении трансформатора подстанции В снижение чувствительности защиты 1 еще менее значительно.

Третья ступень 1-3 по условию (3.31) может иметь ток срабатывания 60 А, однако по условию селективности, аналогичному (3.33), с учетом возможного значения $k_T = 1$ (заземление нейтрали на $Tr2B$) $I_{c.3.1-3} = 1,1 \cdot I_{c.3.2-3} = 1,1 \cdot 80 \approx 90$ А. Коэффициенты чувствительности: $k_{ч.осн} \gg 1,5$; $k_{ч.рез} \gg 1,2$. Время срабатывания $t_{c.3.1-3} = 1,2$ с. Вторая и третья ступени направленные.

Ускорение второй ступени 1-2 после АПВ не используется, поскольку ее время срабатывания 0,4 с. При использовании ускорения третьей ступени 1-3 после АПВ следует отстроить ее ток срабатывания от броска токов намагничивания трансформаторов с заземленными нейтралью (см. предыдущий пример). Для защиты 1 это потребует $I_{c.3.1-3} \geq 4 (I_{ном Tr1B} + I_{ном Tr1Г}) = 4 \cdot 156 = 625$ А, что недопустимо увеличит ток срабатывания третьей (резервной) ступени защиты. В таком случае ускорение нецелесообразно. Однако, как уже указывалось в предыдущем примере, этой отстройке не потребуются, если в цепи ускорения будет выполнено небольшое замедление, превышающее возможную разновременность включения фаз выключателя.

Проверяется чувствительность индукционного реле направления мощности (типа РБМ) защиты 1 по мощности срабатывания при КЗ на землю в конце зоны резервирования этой защиты (в конце Л2):

$$k_{ч} = \frac{(3I_{0\text{ мин}})^2 \cdot x_{0c}}{n_t n_n S_{c.p}}, \quad (3.36)$$

где x_{0c} – наименьшее сопротивление нулевой последовательности со стороны системы до места установки проверяемой защиты (это сопротивление определяет значение напряжения нулевой последовательности на шинах в месте установки защиты); $S_{c.p}$ – мощность срабатывания реле направления (1 или 3 В·А); n_t , n_n – коэффициенты трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения соответственно; для стандартных трансформаторов напряжения 110 кВ:

$$n_n = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot 100} = 635.$$

Выражение (3.36) может быть представлено и в таком виде:

$$k_{ч} = \frac{(3I_0 \cdot 3U_0)_{\text{мин}}}{n_n \cdot n_t \cdot S_{c.p}}, \quad (3.36a)$$

где $3U_0 = 3I_0 \cdot x_{0c}$.

Для условий этого примера минимальные значения $3I_0 = 450$ А, $x_{0c} = 15$ Ом. Тогда по выражению (3.36):

$$k_{ч} = \frac{450^2 \cdot 15}{80 \cdot 635 \cdot 3} = 20 > 1,4,$$

где $S_{c.p} = 3$ В·А для реле РБМ-177 (РБМ-277); 1,4 – необходимый коэффициент чувствительности в зоне резервирования.

По условию (3.36a) результат тот же.

В условиях эксплуатации в тех случаях, когда выполнено согласование чувствительности последних ступеней защиты, рекомендуется проверять чувствительность реле направления мощности при токе, равном току срабатывания наиболее чувствительной направленной ступени. В данном примере это ток $I_{с.з.1-3} = 90 \text{ А}$.

Выполним проверку чувствительности по выражениям (3.36) или (3.36а):

для реле РБМ-177 $S_{с.р} = 3 \text{ В} \cdot \text{А}$, $k_n = 0,8$;

для реле РБМ-178 $S_{с.р} = 1 \text{ В} \cdot \text{А}$, $k_n = 2,4$;

для реле РБМ-178, модернизированного, при $S_{с.р} \approx 1,8 \text{ В} \cdot \text{А}$, $k_n \approx 1,33$.

Для полупроводниковых реле направления мощности, выполненных на схеме сравнения абсолютных значений или на схеме сравнения фаз, определяются отдельно коэффициенты чувствительности по току и по напряжению [1]. Например, реле типа РМ-12 имеет $I_{с.р} = 0,25 \text{ А}$ и $U_{с.р} = 1, 2$ или 3 В . При токе срабатывания, третьей ступени защиты $I (90 \text{ А})$ $k_{н.Т} = 90 / (80 \cdot 0,25) = 4,5 > 1,4$, где $n_T = 400/5 = 80$.

Коэффициент чувствительности по напряжению $k_{н.Н} = 90 \cdot 15 / (635 \cdot 1) = 2,1$, где принята уставка $U_{с.р} = 1 \text{ В}$, $n_H = 635$ (см. выше).

При недостаточной чувствительности реле направления мощности, срабатывающего и разрешающего действия защиты при направлении мощности КЗ в линию («разрешающего реле»), рекомендуется проверить возможность применения реле направления мощности, срабатывающего при направлении мощности КЗ к шинам («блокирующего реле»). Такие и более сложные случаи расчета защит от КЗ на землю в сетях 110 кВ и выше, как правило, производится с помощью компьютерных программ.

Трансформатор подстанции Б на ответвлении от Л1 работает с изолированной нейтралью 110 кВ (рис. 3.16, а), что характерно для таких подстанций. В тех редких случаях, когда нейтраль 110 кВ на отпаечном трансформаторе должна быть заземлена, выбор токов срабатывания первой и второй ступеней защиты Л1 производится без учета этой нейтрали, а проверка чувствительности – с учетом, поскольку наличие заземленной нейтрали на отпаечной подстанции уменьшает токи $3I_0$ в защите Л1 при КЗ в конце этой линии и тем значительнее, чем ближе к месту КЗ включен трансформатор с заземленной нейтралью и чем меньше его сопротивление нулевой последовательности ($X_0 \text{ Тр. мин.}$). С учетом возможного заземления нейтралей отпаечных подстанций производится проверка чувствительности и реле направления мощности нулевой последовательности.

Проверяем трансформаторы тока и надежность работы контактов токовых реле и реле мощности (§ 1.5). Особое внимание уделяется проверке надежности работы контактов индукционных реле направления мощности типа РБМ, и особенно ИМБ, при КЗ в начале линии.

В заключение следует отметить, что традиционное использование *токового* принципа для защиты сетей 110 кВ от КЗ на землю в России до сего времени продолжается.

Глава четвертая

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ И ЕЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

§ 4.1. Общие сведения

Распределительные электрические сети напряжением 6–35 кВ (в ряде случаев до 110 кВ) осуществляют поставку электроэнергии практически всем потребителям: большим и малым промышленным предприятиям, сельскому и коммунальному хозяйству, электрифицированным железным дорогам, газопроводам и нефтепроводам. При этом более 75% всех нарушений электроснабжения потребителей происходит именно в распределительных электрических сетях. Надежность электроснабжения потребителей в этих сетях обеспечивается комплексом технических решений, в том числе сооружением двух или более питающих линий, установкой на каждой подстанции не менее двух понижающих трансформаторов, секционированием линий электропередачи и распределительных устройств коммутационными аппаратами, а также путем использования совершенных средств управления, защиты и автоматики, т.е. автоматизацией сетей.

В 1990-х годах в распределительных электрических сетях России началось внедрение новых технических средств для обеспечения высокой надежности электроснабжения: воздушных линий с изолированными проводами, однофазных кабелей, вакуумных и элегазовых выключателей, оптических каналов связи, цифровых реле (терминалов) управления и защиты электроустановок.

В современном цифровом реле (терминале) могут быть *совмещены* многие различные функции, в том числе функции защиты от всех возможных видов повреждений и ненормальных режимов работы электроустановок, функции автоматического повторного включения линии (АПВ), автоматического включения резервного источника питания (АВР), автоматического отделения поврежденного участка и других автоматических устройств аварийного и послеаварийного режимов, функции измерения и записи электрических величин, оперативного и запрограммированного управления коммутационными аппаратами, функции определения места повреждения на аварийно отключившейся линии электропередачи и т. д.

Такие цифровые реле называют *многофункциональными* устройствами. В отличие от традиционного выполнения релейной защиты и автоматики (РЗА) с помощью наборов отдельных реле с одной, как правило, функцией (реле тока, напряжения, времени и т.п.), при использовании цифровых реле задачи РЗА должны решаться *комплексно*, и также комплексно должен оцениваться экономический эффект современной РЗА.

Кроме больших функциональных возможностей, цифровые реле обладают многими замечательными свойствами, в том числе непрерывной автоматической самопроверкой, запоминанием событий, возможностью дистанционного контроля и оперативного изменения настройки РЗА с помощью компьютера и канала связи или по заранее предусмотренному в этом же реле фактору. Например, при включении линии через устройство АПВ уставка по времени срабатывания защиты может быть кратковременно понижена для ускорения отключения устойчивого короткого замыкания. В другом случае может быть изменен весь набор уставок РЗА при изменении, например, первичной схемы электрической сети. Эти преимущества

цифровых реле делают их наиболее перспективными для автоматизации распределительных электрических сетей.

Расчеты рабочих характеристик и уставок устройств релейной защиты рассмотрены в предыдущих главах. В этой главе наряду с расчетами устройств автоматики (АПВ, АВР и других) рассматриваются вопросы экономического обоснования затрат на автоматизацию сетей, приводятся материалы из советского, российского и зарубежного опыта оценки ущерба различных категорий потребителей из-за прекращения электроснабжения, а также вероятностные критерии надежности различных элементов электрических сетей, данные о вероятной продолжительности нарушений электроснабжения и о зависимости величины ущерба потребителя от продолжительности отсутствия электроснабжения. Эти материалы, полученные в результате многолетних и дорогостоящих исследований, позволяют обосновать затраты на автоматизацию в твердой уверенности, что они окупятся в течение ближайших нескольких лет только лишь за счет снижения ущерба потребителей из-за недоотпуска электроэнергии и, следовательно, уменьшения расходов на компенсацию этого ущерба со стороны электроснабжающей организации. Использование цифровых устройств РЗА дает и дополнительный экономический эффект за счет существенного снижения расходов на обслуживание РЗА, уменьшения размеров повреждения электроустановок при быстром отключении коротких замыканий и осуществления «профилактических» защит электрооборудования от опасных ненормальных режимов.

При определении затрат на автоматизацию распределительных сетей надо учитывать, что современный деловой мир и население все более насыщаются компьютерным и электронным оборудованием. Поэтому у потребителей электроэнергии повышаются требования к надежности электроснабжения. В свою очередь в надежности есть несколько аспектов, имеющих непосредственное отношение к скорости автоматического восстановления внезапно прерванного электроснабжения. Во-первых, это *гарантия сохранности данных*, во-вторых, *гарантия сохранности оборудования*, в третьих, *гарантия защиты от простоев в работе*. Этой проблеме посвящен один из докладов на сессии СИГРЭ (Международный совет по большим электрическим системам) в 2000 г., в котором указано, что наибольший ущерб имеет место при исчезновении напряжения в производстве полупроводников, но также и при производстве текстиля, пластика, стекла.

Законодательное закрепление материальной ответственности российских электросетевых предприятий за надежность электроснабжения требует от руководителей и ИТР особого внимания к автоматизации своих электрических сетей как к одному из эффективных средств повышения надежности электроснабжения. Изучение сегодняшнего зарубежного опыта автоматизации распределительных сетей среднего напряжения, а также отечественного опыта показывает, что вложение капитала в автоматизацию этих сетей является выгодным делом.

В этой главе приводятся примеры расчетов для экономического обоснования затрат на автоматизацию сетей. Выше, в первой главе, приведен пример оценки ущерба потребителей из-за неправильного расчета рабочих уставок релейной защиты. Эти примеры показывают важность расчетов РЗА и экономических обоснований автоматизации сетей.

Выбор уставок автоматических устройств (АПВ, АВР, делительной автоматики и др.) имеет ряд специфических особенностей, которые далее рассматриваются поочередно.

§ 4.2. Автоматическое повторное включение

В соответствии с «Правилами» [1] устройствами автоматического повторного включения (АПВ) должны оборудоваться воздушные и смешанные (кабельно-воздушные) линии, сборные шины, понижающие трансформаторы и др. Принципы и схемы выполнения и расчет уставок устройств АПВ рассматриваются в [31]. Далее приводятся основные условия выбора уставок трехфазных АПВ линий и трансформаторов распределительных сетей.

АПВ линий с односторонним питанием. *Время срабатывания однократного АПВ определяется по следующим условиям:*

$$t_{1 \text{ АПВ}} \geq t_{г.п} + t_{зап}, \quad (4.1)$$

где $t_{г.п}$ – время готовности привода, которое в зависимости от типа привода находится в пределах от 0,1 до 0,2 с;

$$t_{1 \text{ АПВ}} \geq t_{г.в} - t_{в.в} + t_{зап}, \quad (4.2)$$

где $t_{г.в}$ – время готовности выключателя, которое в зависимости от типа выключателя обычно находится в пределах от 0,2 до 2 с, но для некоторых типов может быть больше; $t_{в.в}$ – время включения выключателя;

$$t_{1 \text{ АПВ}} \geq t_d + t_{зап}, \quad (4.3)$$

где t_d – время деионизации среды в месте КЗ на ВЛ, значение которого зависит от метеорологических условий, значения и длительности протекания тока КЗ, от рабочего напряжения; ориентировочные средние значения следующие: для сетей напряжением до 35 кВ включительно $t_d = 0,1$ с, для сетей 110 кВ $t_d = 0,17$ с, для сетей 150 кВ $t_d = 0,25$ с, для сетей 220 кВ $t_d = 0,32$ с.

Время запаса $t_{зап}$ для выражений (4.1)–(4.3) принимается равным примерно 0,5 с.

Данные для расчета по условиям (4.1) и (4.2) находятся в технических паспортах приводов и выключателей. Однако, как правило, этих данных не требуется, поскольку для одиночных воздушных линий 6–110 кВ с односторонним питанием практически принимается время срабатывания $t_{1 \text{ АПВ}}$ в пределах 3–5 с, которое значительно больше, чем может получиться по условиям (4.1)–(4.3). При такой выдержке времени до момента АПВ линии наиболее вероятно самоустранение причин, вызвавших неустойчивое КЗ (падение деревьев, набросы веток и других предметов, приближение к проводам передвижных механизмов), а также успевает произойти деионизация среды в месте КЗ: «Правила» [1] допускают увеличение выдержки времени устройств АПВ однократного действия именно с целью повышения эффективности действия этих устройств. Устаревшие типы устройств АПВ, не имеющие выдержки времени ($t_{1 \text{ АПВ}} \approx 0,2 + 0,3$ с), характеризуются весьма низким процентом успешных действий.

Если для потребителей длительный перерыв электроснабжения является недопустимым, то время $t_{1 \text{ АПВ}}$ следует выбрать по условиям (4.1)–(4.3), а для повышения процента успешных действий выполнить двукратное АПВ линии, как это практикуется в зарубежных энергокомпаниях.

Время автоматического возврата устройств АПВ, выполненных с помощью специальных реле серии РПВ, может не рассчитываться, так как оно определяется

продолжительностью заряда конденсатора (15–25 с), которая надежно обеспечивает однократность действия АПВ.

Для обеспечения однократности действия АПВ выключателя, оборудованного пружинным или грузовым приводом, минимальное время натяжения пружин или подъема груза (время возврата АПВ t_n) должно быть выбрано больше максимального времени действия защиты после включения на устойчивое КЗ:

$$t_n \geq t_{с.з.макс} + t_{зап}, \quad (4.4)$$

а при наличии в схеме АПВ реле времени с уставкой t_1 АПВ:

$$t_n \geq t_{с.з.макс} + t_1 \text{ АПВ} + t_{зап}, \quad (4.4a)$$

где $t_{зап} = 2 \div 3$ с.

Минимальное время натяжения пружин стандартных приводов составляет 6 с, максимальное – 15 с, что вполне обеспечивает однократность действия АПВ.

Время срабатывания второго цикла двукратного АПВ [1]:

$$t_2 \text{ АПВ} \geq 10 \div 15 \text{ с.} \quad (4.5)$$

Это объясняется необходимостью подготовки выключателя к возможному третьему отключению КЗ при устойчивом повреждении линии. Наряду с этим увеличение t_2 АПВ повышает вероятность успешного действия АПВ во втором цикле. Для выключателей с пружинными приводами t_2 АПВ не должно быть меньше времени возврата привода в состояние готовности к АПВ, т. е. времени натяжения пружин (см. выше), рекомендуемое значение t_2 АПВ не менее 15–20 с. В некоторых энергосистемах выполняют второй цикл АПВ с $t_2 \text{ АПВ} = 20 \div 30$ с. Ряд зарубежных фирм выполняет многократное АПВ при использовании современных выключателей (вакуумных, элегазовых).

По многолетним статистическим данным при АПВ ВЛ 6(10) кВ первого цикла (с временем включения около 2 с после отключения линии защитой) успешные действия АПВ составляют от 40 до 50%, а при АПВ второго цикла (через 15–20 с) – от 10 до 15% дополнительно. По статистике США, при использовании в сетях среднего напряжения третьего цикла АПВ (через несколько минут) общий процент успешных действий возрастает еще на несколько процентов (от 1 до 3%). Предлагалось и в СССР использовать для ВЛ три цикла АПВ: первый – без выдержки времени для предотвращения расстройств производственных циклов у потребителей (допуская его низкую эффективность по условиям самоустранения неустойчивого повреждения на линии), второй и третий циклы – с разными выдержками времени, выбранными исходя из местных условий. Однако широкого распространения это не получило.

АПВ линий с выделенной нагрузкой. В распределительных сетях могут быть районы с местными электростанциями относительно небольшой мощности, работающими параллельно с энергосистемой. При этом обычно большая часть потребляемой мощности района получается от системы по линии электропередачи, называемой *линией связи* (ЛП, рис. 4.1). При отключении линии связи местная электростанция отделяется от системы с дефицитом мощности, что может вызвать опасное снижение частоты и напряжения и вследствие этого полное расстройство работы потребителей всего района, в том числе механизмов собственных нужд электростанции.

Для предотвращения аварии применяется АПВ линии с выделенной нагрузкой в сочетании с делительной защитой ДЗ (делительной автоматикой), установленной на одном из элементов связи генераторов станции с системой (рис. 4.1).

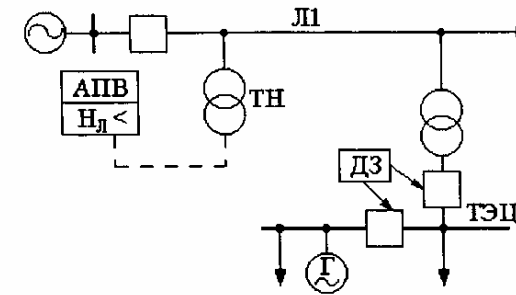


Рис. 4.1. Схема участка распределительной сети с местной электростанцией

Время срабатывания АПВ линии связи в такой схеме должно быть больше максимального времени действия делительной защиты ($t_{ДЗ}$):

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{ДЗ}} + \Delta t, \quad (4.6)$$

где $\Delta t = 0,5 \div 0,7$ с. Определение времени действия делительных защит рассмотрено далее. Окончательно выбранное время срабатывания АПВ должно быть наибольшим из полученных по условиям (4.1)–(4.3) и (4.6).

Для предотвращения опасного несинхронного включения электростанции по линии связи при отказе делительной защиты рекомендуется выполнять АПВ линии с контролем отсутствия напряжения со стороны линии. Такой контроль осуществляется с помощью одного минимального реле напряжения, подключенного к трансформатору напряжения или устройству отбора напряжения, установленным на линии сразу же за линейным выключателем (рис. 4.1).

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения в схеме АПВ выбирается меньшим, чем напряжение срабатывания минимального реле напряжения, которое, как правило, входит в схемы всех делительных защит электростанций:

$$U_{с.з.АПВ} \leq U_{с.з.ДЗн} / k_n, \quad (4.7)$$

где $U_{с.з.ДЗн}$ – напряжение срабатывания минимального реле напряжения в схеме делительной защиты, равное обычно (0,6–0,7) $U_{ном}$; k_n – коэффициент надежности, равный 1,1–1,2.

АПВ на выделенную нагрузку характерно и для линий, питающих подстанции с крупными синхронными двигателями и синхронными компенсаторами, которые не допускают несинхронного включения и поэтому отключаются перед АПВ (или у них гасится поле) с помощью делительных защит (делительной автоматики) [18].

Напряжение срабатывания реле контроля отсутствия напряжения в схеме АПВ выбирается в пределах (0,3–0,6) $U_{ном}$. Время срабатывания АПВ выбирается по формуле (4.6).

Контроль отсутствия напряжения со стороны линии используется также в схемах АПВ линий, по которым может быть подано обратное напряжение в результате действия сетевых АВР.

АПВ линий, работающих в замкнутой сети с одним источником питания. Автоматическое повторное включение линий, работающих в замкнутой сети с одним или несколькими источниками питания (рис. 4.2), должно производиться только после того, как поврежденная линия будет отключена с обеих сторон. Поэтому дополнительно к условиям (4.1) и (4.2) необходимо выполнить следующее условие (для линии Л1, рис. 4.2):

$$t_{\text{АПВ}1} \geq t_{\text{с.з.}2} - t_{\text{с.з.}1} + t_{\text{о.в}2} - t_{\text{о.в}1} + t_{\text{д}} - t_{\text{в.в}1} + t_{\text{зап}}, \quad (4.8)$$

где $t_{\text{с.з.}1}$, $t_{\text{о.в}1}$, $t_{\text{в.в}1}$ – наименьшее время срабатывания защиты, время отключения и время включения выключателя на том конце линии, для которого рассчитывается $t_{\text{АПВ}1}$; $t_{\text{с.з.}2}$, $t_{\text{о.в}2}$ – наибольшее время срабатывания защиты и время отключения выключателя на противоположном конце линии; $t_{\text{д}}$ – время деионизации среды в месте КЗ; $t_{\text{зап}}$ – дополнительный запас по времени, принимается равным 0,5–0,7 с.

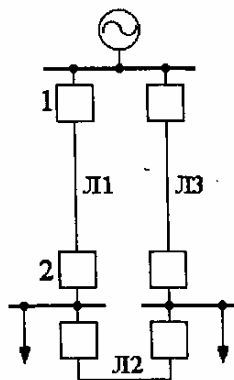


Рис. 4.2. Схема замкнутой распределительной сети с односторонним питанием

С целью ускорения действия АПВ, как правило, должно учитываться время срабатывания *второй* ступени защиты на противоположном конце линии ($t_{\text{с.з.}2}^{\text{II}}$). Если же вторая ступень не защищает рассматриваемую линию с достаточной чувствительностью, следует подставлять в выражение (4.8) время срабатывания третьей ступени защиты ($t_{\text{с.з.}2}^{\text{III}}$). Для приближенных расчетов можно упростить выражение (4.8):

$$t_{\text{АПВ}1} \approx t_{\text{с.з.}2} + t_{\text{д}} + t_{\text{зап}}. \quad (4.9)$$

Взаимодействие АПВ и релейной защиты. Для сетей, состоящих из нескольких последовательно включенных участков с собственными выключателями и РЗ, «Правилами» предусматриваются следующие виды *взаимодействия АПВ и РЗ*: ускорение защиты после АПВ; ускорение защиты до АПВ; использование АПВ разной кратности. Эти мероприятия предназначаются для ускорения отключения КЗ, уменьшения тяжести последствий повреждений и повышения эффективности АПВ с целью скорейшего восстановления электроснабжения потребителей.

Ускорение РЗ после АПВ. Использование ускорения РЗ после АПВ позволяет ускорять отключения КЗ, особенно на головных участках сети, в частности путем снижения ступеней селективности с исправлением возможных неселективных отключений с помощью АПВ с обязательным ускорением РЗ после включения выключателя.

Пример использования ускорения РЗ после АПВ. В сети, состоящей из трех участков (рис. 4.3) токовые защиты ТВ 1, 2 и 3 с фиксированными значениями выдержек времени и при очень маленьких ступенях селективности могут сработать одновременно при междуфазном КЗ, например в точке К. При этом для защит 1 и 2 эти действия являются неселективными (излишними).

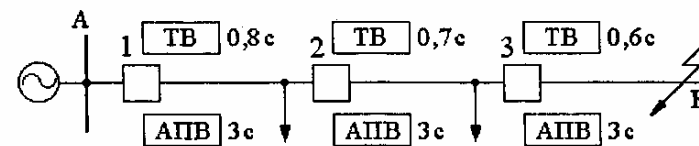


Рис. 4.3. Схема сети 10 кВ, где целесообразно выполнять ускорение защит (ТВ) после АПВ

Первым имеет возможность сработать устройство АПВ на выключателе 1, поскольку со стороны шин 10 кВ подстанции А имеется напряжение. При включении выключателя от устройства АПВ на небольшой период времени (около 1 с) ускоряется действие защиты 1 до 0,2 с (вместо 0,8 с). Если бы КЗ произошло на участке 1–2, то выключатель 1 был бы быстро отключен этой ускоренной защитой. Но при КЗ в точке К за отключившимися выключателями 2 и 3 защита 1 не работает и через 1 с ее время срабатывания вновь становится равным 0,8 с. После успешного включения выключателя 1 появляется напряжение на схеме АПВ выключателя 2. Через несколько секунд устройство АПВ срабатывает, включается выключатель 2 и одновременно вводится ускорение защиты 2 до 0,2 с. Но защита 2, так же, как и защита 1, не срабатывает вследствие того, что КЗ произошло в точке К. Если бы КЗ было на участке 2–3, защита 2 по цепи ускорения сработала бы быстрее, чем защита 1, причем ступень селективности была бы достаточной 0,6 с. После успешного включения выключателя 2 появляется напряжение на схеме АПВ выключателя 3. Через несколько секунд устройство АПВ срабатывает, включается выключатель 3, одновременно вводится цепь ускорения защиты 3 до 0,2 с и выключатель 3 отключается, причем намного раньше, чем могла бы подействовать защита 2, у которой к этому времени уже выведена из действие ускоренная ступень 0,2 с и введена постоянная уставка по времени 0,7 с (рис. 4.3).

Ускорение защиты на постоянном оперативном токе выполняется просто и предусматривается в типовых проектных схемах. Для ускорения устройств РЗ в распределительных сетях, выполненных на переменном оперативном токе при использовании электромагнитических реле РТ-80, РТВ, РТМ, требуется дополнительная аппаратура, поэтому такие схемы применяются чрезвычайно редко. Использование цифровой аппаратуры РЗА позволяет без дополнительных затрат применять ускорение РЗ после АПВ, и не только в случае, описанном выше (рис. 4.3), а практически всегда.

Ускорение защиты до АПВ. Это мероприятие позволяет ускорить отключение КЗ в сети, состоящей из нескольких последовательно включенных участков или облегчать работу нескольких выключателей за счет одного, более мощного и надежного. Например, на выключателе 1 (рис. 4.4) постоянно введена ускоренная защита с выдержкой времени 0,2 с.

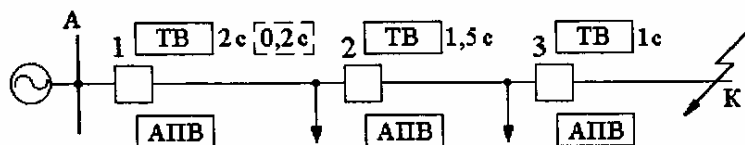


Рис. 4.4. Схема сети 10 кВ, для которой целесообразно использовать ускорение до АПВ защиты ТВ на выключателе 1

При КЗ в любой точке сети, например в точке *K*, эта защита отключает выключатель 1 до того, как сработают защиты 2 и 3. При срабатывании устройства АПВ на включение выключателя 1 эта ускоренная защита выводится из действия на время, необходимое для селективного отключения ближайшего к месту КЗ выключателя 3.

Схема на постоянном оперативном токе выполняется достаточно просто. Использование цифровых реле позволяет легко применять при необходимости ускорение РЗ до АПВ, и без дополнительных затрат.

Использование АПВ разной кратности. При недостаточных степенях селективности для исправления неселективных отключений могут быть применены устройства АПВ с разной кратностью. Например, для схемы сети на рис. 4.4 можно было бы выполнить: на выключателе 3 однократное АПВ, на выключателе 2 — двукратное, на выключателе 1 — трехкратное. Аналоговые устройства АПВ с кратностью более двух отечественной промышленностью не выпускаются. Исправление неселективных действий с помощью АПВ разной кратности используется сейчас на линиях 10 кВ с трансформаторами на ответвлениях. В этом случае АПВ исправляет неселективное действие защиты линии 6 или 10 кВ при КЗ в трансформаторе, когда время плавления вставок предохранителей соизмеримо с временем срабатывания защиты линии.

Применение цифровых реле с кратностью до пяти циклов позволит в ряде случаев использовать и этот прием взаимодействия РЗ и АПВ.

АПВ трансформаторов. Устройствами АПВ оборудуются все одиночные трансформаторы мощностью более 1 МВ·А [1]. Время срабатывания АПВ трансформаторов, которое, по сути дела, является АПВ шин низшего напряжения, определяется по условиям (4.1)–(4.3). Для тех подстанций, где в качестве источника оперативного тока используются предварительно заряженные конденсаторы, необходимо дополнительно проверить, что перед АПВ конденсаторы успевают зарядиться:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{зар}} + t_{\text{зап}}, \quad (4.10)$$

где $t_{\text{зар}}$ — время, необходимое для заряда конденсаторов, разрядившихся в процессе действия защиты и отключения выключателя трансформатора; $t_{\text{зап}} \geq 2$ с.

На трансформаторах, так называемое «АПВ шин» выполняется однократным, и его эффективность зависит от наличия быстродействующей защиты шин, что обеспечивается цифровыми реле (логическая защита). При отсутствии такой защиты, т.е. при отключении ввода 6(10) кВ трансформатора с выдержкой времени более 0,3 с, надеяться на успешное действие «АПВ шин» не следует, особенно при использовании комплектных распределительных устройств КРУ и КРУН 6 (10) кВ, не оборудованных специальной «дуговой» защитой (с временем срабатывания до 0,1 с).

Значение времени заряда конденсаторов $t_{\text{зар}}$ в формуле (4.10) зависит от суммарной емкости (C) всех конденсаторов, которые должны зарядиться перед действием АПВ, а также от типа конденсаторов и зарядного устройства. Это время должно определяться при наладке при пониженном напряжении на входе зарядного устройства. Ориентировочно для схем с УЗ-400 и УЗ-401 (при введенном ограничивающем сопротивлении) время $t_{\text{зар}}$ составляет 2 с при $C = 40$ мкФ; 4 с — при $C = 80$ мкФ; 10 с — при $C = 200$ мкФ. При необходимости это время может быть уменьшено путем некоторого изменения схемы. Для схем защиты на переменном оперативном токе с блоками питания и заряда типа БПЗ-401 и БПЗ-402 условие (4.10) можно не учитывать, поскольку эти блоки обеспечивают быстрый заряд конденсаторов ($t_{\text{зар}} \approx 0,1$ с).

Если в прилегающей сети низшего напряжения имеются синхронные генераторы, компенсаторы или двигатели, АПВ трансформатора должно иметь орган, контролирующий исчезновение напряжения на шинах. Время действия устройства АПВ и напряжение срабатывания его пускового органа должны выбираться по условиям (4.6) и (4.7).

§ 4.3. Автоматическое включение резерва

1. Общие сведения.

Устройства автоматического включения резерва (АВР) применяются в распределительных сетях и на подстанциях, имеющих два или более источников питания, но работающих по схеме одностороннего питания. Использование режима одностороннего питания может существенно снизить значения токов КЗ, что позволит применить более дешевую аппаратуру, а также в ряде случаев может упростить релейную защиту, обеспечить лучшие условия регулирования напряжения и т.д. В распределительных сетях применяются две группы АВР: местные и сетевые.

Местным АВР называют устройство, все элементы которого установлены на одной подстанции и действия которого не выходят за пределы этой подстанции. Характерной особенностью построения схемы местного АВР является подача команды на включение выключателя резервного источника питания только с помощью специальных вспомогательных контактов (блок-контактов) выключателя рабочего питания, которые замыкаются при его отключении. Например, секционный выключатель подстанции В (рис. 4.5) включается схемой местного АВР только после отключения рабочего выключателя трансформатора $Tr1$ или $Tr2$, а выключатель линии ЛЗ на подстанции Д — только после отключения выключателя Л4 на этой же подстанции. Этим исключается возможность подачи напряжения при АВР на КЗ в сети рабочего источника питания.

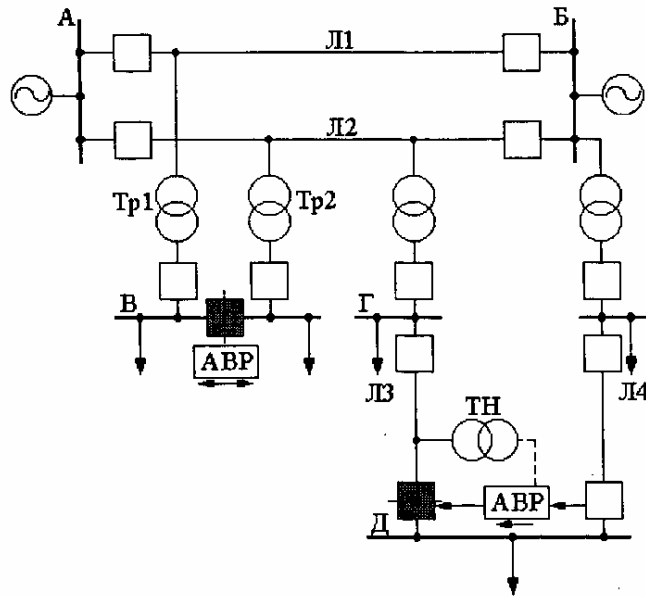


Рис. 4.5. Схема распределительной сети с устройствами местных АВР на подстанциях В (двустороннего действия) и Д (одностороннего действия)

Сетевой АВР представляет собой комплекс устройств, в который входят само устройство АВР, а также устройства делительной автоматики, действующие до или после АВР, устройства для автоматического изменения уставок релейной защиты и т.п. Эти устройства, расположенные в разных точках распределительной сети, как правило, не связаны между собой проводными или другими каналами, но их действия объединены единством задачи и строго согласованы между собой путем правильного выбора принципов действия и параметров срабатывания (уставок). В отличие от местного АВР команда на включение нормально отключенного выключателя, оборудованного сетевым АВР, подается самим устройством АВР, а предварительное отключение выключателей рабочего питания в заданных точках сети производится другими устройствами, главным образом делительной автоматикой. Поскольку выполнение схем и расчет уставок местных и сетевых АВР имеют существенные различия, эти устройства рассматриваются отдельно.

2. Основные условия выполнения и расчета местных АВР

Схемы и уставки местных АВР должны отвечать следующим основным требованиям.

1. Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах подстанции по любой из двух причин.

а) при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателя рабочего питания, находящегося на данной подстанции (например, выключателя линии Л4 на подстанции Д – рис. 4.5); в этом случае немедленно должен автоматически включаться резервный источник питания (линия Л3 на той же подстанции); продолжительность перерыва питания в этих случаях определяется в основном собственным временем включения резервного выключателя. Такой «быстрый» АВР

широко применяется и на электростанциях в системе собственных нужд и на подстанциях, за исключением подстанций с такими электродвигателями, для которых включение в противофазу является опасным;

б) при исчезновении напряжения на шинах или на линии, откуда питается рабочий источник; для выполнения этого требования в схеме АВР должен предусматриваться специальный пусковой орган, состоящий из реле, реагирующих на снижение напряжения рабочего источника питания, и реле, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике питания. На подстанциях с крупными синхронными двигателями для ускорения действия АВР пусковой орган напряжения может дополняться реле понижения частоты или реле разности частот, запускающим АВР при снижении частоты на рабочем источнике, но при сохранении нормальной частоты на резервном, или устройством, реагирующим на скорость снижения частоты [18].

Контроль наличия напряжения на резервном источнике особенно важен для подстанций, у которых могут одновременно отключаться оба источника питания (подстанция В, рис. 4.5). В таких случаях пусковые органы АВР будут ждать появления напряжения на одном из источников питания без ограничения времени. Контроль частоты резервного источника питания предотвращает излишние срабатывания АВР при авариях, связанных со снижением частоты и работой устройств АЧР (автоматической частотной разгрузки).

Напряжение срабатывания (замыкания) размыкающих контактов реле, реагирующих на снижение напряжения (минимальных реле), следовало бы выбирать таким образом, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения. Однако по условиям термической стойкости электромеханических реле их напряжение срабатывания не должно быть ниже 15 В (реле РН-53/60Д). Наряду с этим выбор очень низкого напряжения срабатывания вызовет замедление действия АВР, поскольку двигатели нагрузки, вращаясь по инерции после отключения питания, могут при определенных условиях поддерживать на шинах достаточно медленно снижающееся напряжение. Поэтому рекомендуется принимать напряжение срабатывания минимальных реле напряжения

$$U_{с.р} = (0,25 \div 0,4) U_{ном}. \quad (4.11)$$

При выполнении пускового органа с помощью реле времени переменного напряжения типа ЭВ-215–ЭВ-245 следует отбирать реле, имеющие напряжение срабатывания (отпадания якоря) в пределах, указанных в (4.11), что не всегда возможно. У трехфазных реле времени типа ЭВ-215к – ЭВ-245к значение этого напряжения не превышает $0,35 U_{ном}$. Условие (4.11) целесообразно учитывать и для реле других типов.

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения:

$$U_{с.р} = U_{раб.мин} / (k_n k_v n_n), \quad (4.12)$$

где $U_{раб.мин}$ – минимальное рабочее напряжение; k_n – коэффициент надежности, принимаемый в пределах 1,1–1,2; k_v – коэффициент возврата реле. Для реле серии РН-50, например, равен 1,2–1,25. Таким образом из выражения (4.12):

$$U_{с.р} = (0,6 \div 0,65) U_{ном}. \quad (4.12a)$$

Частота срабатывания частотного пускового органа АВР принимается в пределах 46–48 Гц. При установке старых реле понижения частоты типа ИВЧ требуется дополнительное замедление действия пускового органа на 0,3–0,5 с во избежание излишнего действия АВР из-за возможного срабатывания реле при снятии с него напряжения. При установке реле типа РЧ-1 и цифровых реле такое замедление частотного пускового органа не выполняется.

2. Пуск схемы местного АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого по формуле (4.11) должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при КЗ в питающей сети или на отходящих элементах, а также для создания при необходимости определенной последовательности действий устройств противоаварийной автоматики в рассматриваемом узле. Время срабатывания реле времени пускового органа напряжения местного АВР ($t_{с.р.АВР}$) должно выбираться по следующим условиям.

а) по условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых КЗ могут вызывать снижения напряжения ниже принятого по формуле (4.11):

$$t_{с.р.АВР} \geq t_1 + \Delta t; \quad (4.13)$$

$$t_{с.р.АВР} \geq t_2 + \Delta t, \quad (4.14)$$

где t_1 – наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции (например, защиты линий Л3 или Л4 при выборе уставок АВР2 в схеме на рис. 4.6); t_2 – то же для присоединений шин, где установлен АВР (для АВР2 – линий Л5, Л6 или трансформаторов, рис. 4.6); Δt – ступень селективности, принимаемая равной 0,6 с при использовании реле времени АВР со шкалой до 9 с и равной 1,5–2 с – со шкалой 20 с. Для цифровых реле значения Δt меньше;

б) по условию согласования действий АВР с другими устройствами противоаварийной автоматики узла (АПВ, АВР, делительной автоматикой). Например, для устройства АВР1 (рис. 4.6) с целью ожидания срабатывания двух циклов АПВ Л1(Л2):

$$t_{с.р.АВР1} \geq (t_{с.з} + t_{1 АПВ} + t'_{с.з} + t_{2 АПВ})_{Л1(Л2)} + t_{зап}, \quad (4.15)$$

где $t_{с.з}$ – время действия той ступени защиты линии Л1 (Л2), которая надежно защищает всю линию; $t'_{с.з}$ – время действия защиты Л1 (Л2), ускоряемой после АПВ; $t_{1 АПВ}$, $t_{2 АПВ}$ – уставки по времени первого и второго циклов двукратного АПВ линии Л1 (Л2); $t_{зап} \approx 2,5 + 3,5$ с в зависимости от типов выключателей, реле времени в схемах защит, АПВ, АВР.

Для устройства АВР2 (рис. 4.6) с целью ожидания срабатывания АВР1, расположенного ближе к источникам питания,

$$t_{с.р.АВР2} \geq t_{с.р.АВР1} + t_{зап}, \quad (4.16)$$

где $t_{зап} \approx 2 + 3$ с в зависимости от типов выключателей и реле времени в схемах АВР1 и АВР2.

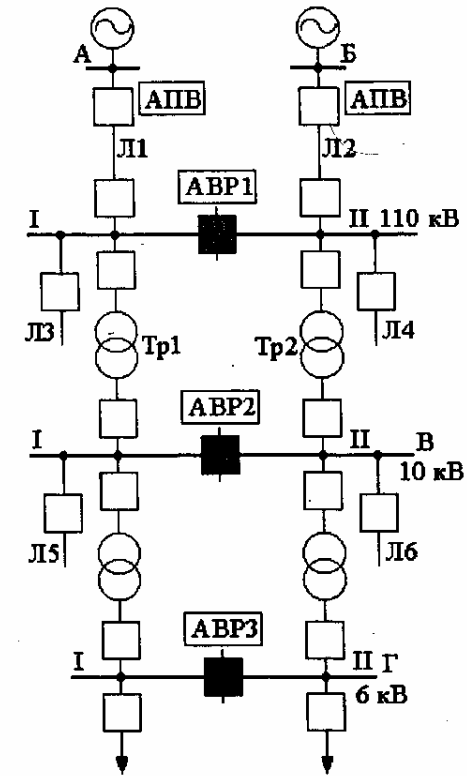


Рис. 4.6. Схема нормально разомкнутой распределительной сети с несколькими местными АВР двустороннего действия и АПВ линий

Другим примером является применение так называемого *поочередного АВР* в целях снижения токов самозапуска и, следовательно, уменьшения токов срабатывания защит резервных элементов. Интервалы времени между срабатываниями предыдущего и последующего АВР на подключенных к магистралям подстанциях выбираются с учетом продолжительности самозапуска их нагрузки, а очередность действий АВР – с учетом технологии производства.

Поскольку условия (4.15) и (4.16) в ряде случаев могут приводить к значительной задержке восстановления электроснабжения, особенно при ожидании срабатывания второго цикла двукратного АПВ на питающей линии (до 20 с), в целях ускорения действия местных АВР можно не ждать успешного срабатывания второго, а иногда и первого циклов АПВ питающей (рабочей) линии. При этом выбирают $t_{с.р.АВР}$ только по условиям (4.13) и (4.14). Однако это допустимо только тогда, когда схемы устройств АВР обеспечивают автоматическое восстановление первичной схемы доаварийного режима, как требуется по «Правилам» [1]. Переход от одной первичной схемы к другой может производиться с кратковременным замыканием сети между рабочим и резервным источниками питания (А и Б, рис. 4.6), т.е. без погашения потребителей, или, если такое замыкание недопустимо, то с кратковременным погашением – от момента отключения резервного питания (например, секционного выключателя,

рис. 4.6) до включения выключателя рабочего питания. Недопустимость даже кратковременного замыкания сети между рабочим и резервными источниками может быть вызвана их несинфазностью (например, при разных группах соединения обмоток рабочего и резервного питающих трансформаторов), отсутствием синхронизма (например, из-за принадлежности к разным, не связанным или слабо связанным между собой энергосистемам) и т. п.

Включение рабочего выключателя после восстановления напряжения на рабочем источнике в типовой схеме АВР производится с выдержкой времени, равной 14–15 с (для того, чтобы убедиться в полной исправности рабочего источника). Еще через 4–5 с отключается резервный выключатель. Таким образом, примерно через 20 с восстанавливается нормальная схема подстанции.

3. Действие АВР должно быть *однократным*. Однократность обеспечивается: в схемах АВР на переменном оперативном токе использованием энергии предварительно поднятого груза или натянутых пружин в приводах выключателей, или энергии предварительно заряженных конденсаторов, а в схеме АВР на постоянном оперативном токе – применением специального промежуточного реле однократности включения, имеющего небольшое замедление на возврат после снятия напряжения с его катушки. Выдержка времени при возврате этого реле должна несколько превышать время включения выключателя резервного питания:

$$t_{\text{в}} = t_{\text{в.в}} + t_{\text{зап}}, \quad (4.17)$$

где $t_{\text{в.в}}$ – время включения выключателя резервного источника питания; $t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,3–0,5 с.

Однако при необходимости ожидания предварительного срабатывания делительной защиты (автоматики) генераторов, синхронных компенсаторов или двигателей замедление по условию (4.17) может оказаться недостаточным и такая схема АВР выведется из действия раньше, чем сработает делительная защита. Для предотвращения отказа АВР по этой причине следует применять схему АВР с ожиданием (без ограничения времени) снижения напряжения, принятого по формуле (4.11), например схему АВР с реле РПВ-58 или аналогичным статическим реле РПВ-01, или другие специальные схемы.

4. Для ускорения отключения выключателя резервного источника питания при включении на неустранившиеся КЗ должно предусматриваться автоматическое кратковременное *ускорение защиты*. Это ускорение не допускается производить до 0 с (путем полного исключения выдержки времени) на резервных источниках питания собственных нужд электростанций, поскольку при этом возможны неправильные действия защиты резервного источника из-за кратковременных бросков пусковых токов или токов при АВР незатормозившихся двигателей. Такие же требования должны быть предъявлены к ускорению защит и на подстанциях, в нагрузке которых преобладают электродвигатели и понижающие трансформаторы (для последних характерны броски намагничивающего тока). Поэтому *выдержка времени ускоряемых защит не должна быть менее 0,5 с*. Защиты, имеющие время срабатывания не более 1,2 с, допускается не ускорять при действии АВР. В современных типовых схемах предусматривается возможность выполнения выдержки времени в цепи ускорения защит. Выдержка времени 0,5 с позволяет не отстраивать максимальную защиту (по току) от бросков пусковых токов (а только от установившегося значения $I_{\text{сн}}$), токов

включения незатормозившихся двигателей, бросков намагничивающих токов трансформаторов, на которые подается напряжение в результате действия АВР.

Пример 1. Выбираются уставки реле времени пусковых органов напряжения устройств $ABP1$, $ABP2$ и $ABP3$ (рис. 4.6). Уставки релейной защиты линий $Л1$ – $Л6$ заданы. Время срабатывания первого цикла АПВ линий $Л1$ и $Л2$ равно 2 с, второго цикла – 10 с.

Решение. Выбирается уставка реле времени пускового органа устройства $ABP1$ (на секционном выключателе 110 кВ).

1. по условию (4.15) обеспечения срабатывания устройства $ABP1$ только после неуспешного действия АПВ *первого цикла* линии $Л1$ ($Л2$):

$$t_{\text{с.р. АВР } 1} \geq (t_{\text{с.з}} + t_{1 \text{ АПВ}})_{Л1 (Л2)} + t_{\text{зап}} = 1,5 + 2 + 3 = 6,5 \text{ с.}$$

2. то же, но после неуспешного действия АПВ *второго цикла* линии $Л1$ ($Л2$):

$$t_{\text{с.р. АВР } 1} \geq (t_{\text{с.з}} + t_{1 \text{ АПВ}} + t'_{\text{с.з}} + t_{2 \text{ АПВ}})_{Л1 (Л2)} + t_{\text{зап}} = \\ = 1,5 + 2 + 0,5 + 10 + 3,5 = 17,5 \text{ с.}$$

В целях ускорения действия $ABP1$ не следует считаться с возможностью успешного действия АПВ второго цикла, тем более, что вероятность его невелика, а уменьшение времени срабатывания пускового органа $ABP1$ позволит выбрать меньшие уставки по времени для пусковых органов $ABP2$ и $ABP3$.

3. По условию (4.13) $t_{\text{с.р. АВР } 1} = t_1 + \Delta t = 1,5 + 0,6 = 2,1 \text{ с}$, где t_1 – наибольшая выдержка времени защит линий 110 кВ, отходящих от шин подстанций A и B , принимается равной $t_{\text{с.з}}$ линий $Л1$ ($Л2$).

4. По условию (4.14) $t_{\text{с.р. АВР } 1} = t_2 + \Delta t = t_{\text{с.з } Л3 (Л4)} + \Delta t = 1 + 0,6 = 1,6 \text{ с}$. При этом имеется в виду, что трансформаторы $Tr1$ и $Tr2$ оборудованы быстродействующими защитами (газовой и дифференциальной), а КЗ за этими трансформаторами не вызывает снижения напряжения на шинах 110 кВ ниже уставки пускового органа, выбранной по формуле (4.11).

Принимается время срабатывания реле времени пускового органа $ABP1$ $t_{\text{с.р}} = 6,5 \text{ с}$.

Выбирается уставка реле времени пускового органа устройства $ABP2$ (на секционном выключателе 10 кВ подстанции B):

а) по условию (4.16) обеспечения срабатывания устройства $ABP2$ только после неуспешного действия $ABP1$:

$$t_{\text{с.р. АВР } 2} \geq t_{\text{с.р. АВР } 1} + t_{\text{зап}} = 6,5 + 2,5 = 9 \text{ с.}$$

б) очевидно, что условия (4.13) и (4.14) при выбранном $t_{\text{с.р}} = 9 \text{ с}$ также выполняются.

Выбирается уставка реле времени пускового органа устройства $ABP3$ (на секционном выключателе 6 кВ подстанции Γ). По определяющему условию (4.16):

$$t_{\text{с.р. АВР } 3} \geq t_{\text{с.р. АВР } 2} + t_{\text{зап}} = 9 + 2,5 = 11,5 \text{ с.}$$

Обеспечение строгой последовательности (селективности) действий устройств АПВ и АВР в сложной сети по условию (4.16), как видно из примера, приводит к необходимости существенного замедления действий АВР, особенно на шинах низших напряжений, до 10–20 с.

Для ускорения восстановления напряжения и облегчения самозапуска электродвигателей можно нарушить принятую в примере последовательность действий АПВ и АВР. В этих случаях время срабатывания пускового органа минимального напряжения устройств АВР выбирается только по условиям (4.13) и (4.14). Возврат к нормальной первичной схеме после восстановления напряжения от рабочего источника питания может производиться автоматически или оперативным персоналом. При использовании современных цифровых реле (терминалов) могут быть уменьшены значения Δt и $t_{\text{зап}}$.

3. Основные условия выполнения и расчета сетевых АВР

Схемы и уставки сетевых АВР должны отвечать следующим основным требованиям.

1. Схема сетевого АВР *одностороннего* действия должна приходить в действие при исчезновении напряжения со стороны основного (рабочего) источника питания при наличии напряжения со стороны резервного. Схема сетевого АВР *двустороннего* действия должна приходить в действие при исчезновении напряжения со стороны любого из двух источников питания при наличии напряжения со стороны другого источника питания (рис. 4.7).

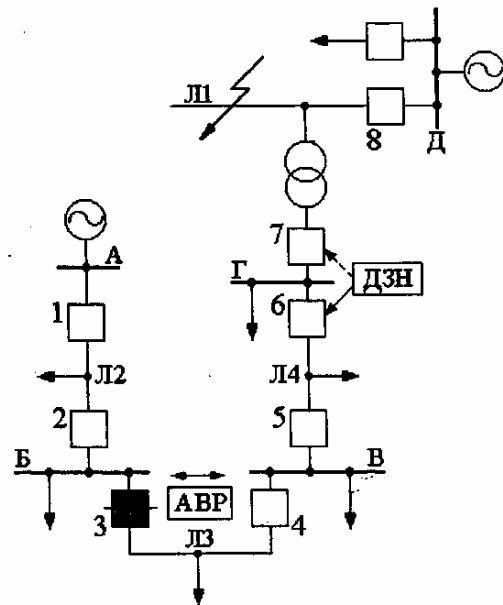


Рис. 4.7. Схема распределительной сети с сетевым АВР двустороннего действия и делительной защитой минимального напряжения (ДЗН), действующей перед АВР в сторону подстанции Г во избежание включения на КЗ в сети высшего напряжения (на Л1)

Напряжение срабатывания реле, контролирующего отсутствие напряжения, выбирается по формуле (4.11) и дополнительно по условию, аналогичному (4.7), в котором имеются в виду не только делительные защиты местных электростанций или крупных синхронных двигателей, но и делительные защиты минимального

напряжения, действующие *перед срабатыванием сетевого АВР* для предотвращения опасных перегрузок, включений на удаленные КЗ и т.п. Например, на рис. 4.7 такая делительная защита на подстанции Г предотвращает возможность опасной подпитки неустранявшегося КЗ на питающей линии высшего напряжения Л1 через сеть низшего напряжения от источника А после срабатывания сетевого АВР.

Уставка реле, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике питания, выбирается с помощью выражений (4.12), (4.12а).

2. Действие сетевого АВР на включение при условиях, изложенных в п. 1, должно происходить с выдержкой времени, так же как и местных АВР, причем время срабатывания реле времени пускового органа выбирается по условиям (4.13)–(4.15) и дополнительно по условию ожидания срабатывания делительных защит (автоматики) минимального напряжения, действующих перед АВР (защита на подстанции Г, рис. 4.7):

$$t_{\text{ср.АВР}} \geq t_{\text{ДЗН}} + \Delta t, \quad (4.18)$$

где $t_{\text{ДЗН}}$ – время срабатывания реле времени делительной защиты минимального напряжения, определяемое по условию ожидания действия АПВ на линии основного (рабочего) питания, аналогично (4.15), или АВР в питающей сети; $\Delta t = 0,6$ с при использовании реле времени со шкалами до 9 с и $\Delta t = 1,5 + 2$ с – со шкалами до 20 с (для цифровых реле – меньше).

Для ускорения действия сетевых АВР, так же, как и местных, допустимо не ждать срабатывания АПВ на питающей (рабочей) линии или АВР в питающей сети. Соответственно настраиваются и делительные защиты, действующие перед данным сетевым АВР. При отсутствии делительной защиты необходимо в схеме АПВ питающей (рабочей) линии предусмотреть контрольный орган отсутствия напряжения на линии, чтобы избежать АПВ после срабатывания сетевого АВР, особенно если замыкание сети между двумя источниками питания является недопустимым (например, при несинфазных или несинхронных напряжениях этих источников). На схеме на рис. 4.7 нет делительной защиты минимального напряжения на подстанции А, поскольку шины этой подстанции надежно питаются от нескольких источников («непогасаемые» шины). Поэтому АПВ линии Л2 со стороны этой подстанции должно быть выполнено с контролем отсутствия напряжения на линии, если имеется необходимость ускорить действие сетевого АВР в сторону подстанции Б, не считаясь с условием (4.15), а замыкание сети между источниками А и Д недопустимо. Контроль отсутствия напряжения можно выполнить только для второго цикла АПВ или для обоих циклов. Соответственно выполняется при расчете и условие (4.15).

Для сетевых АВР двустороннего действия могут быть выбраны разные уставки по времени для работы в разные стороны.

3. Действие сетевого АВР должно быть *однократным*. Имеются различные схемы, обеспечивающие однократность АВР, в том числе широко применяются схемы с использованием реле РПВ-58 или РПВ-258 для АПВ линии. Поскольку уставки по времени АПВ (первого цикла) и АВР обычно существенно отличаются друг от друга, рекомендуется выполнять (путем небольшой переделки реле РПВ) автоматическое изменение уставок по времени при переводе режимного ключа АПВ-АВР из одного положения в другое.

4. Ускорение действия защиты при срабатывании сетевого АВР может осуществляться, но при этом необходимо обеспечить селективность ускоряемой защиты как с предыдущей (на элементе, где может сохраниться повреждение), так и с

последующей (со стороны питающего источника). При АВР двустороннего действия ускоренная защита, очевидно, должна обладать способностью действовать при направлениях тока КЗ как от шин в линию, так и в обратном направлении, и обладать селективностью со смежными защитами в обоих режимах после АВР. Например, на рис. 4.7 такой защитой является защита на выключателе 3, оборудованном сетевым АВР двустороннего действия. При срабатывании АВР в сторону подстанции Б у этой защиты может шунтироваться элемент направления или автоматически изменяться уставка по времени. У цифровых реле имеется два набора уставок.

§ 4.4. Делительные защиты (автоматика деления)

1. Назначение делительных защит

В замкнутых распределительных сетях делительные защиты предназначены: для автоматического деления сети при возникновении асинхронного режима или опасной перегрузки линий сети низшего напряжения при аварийном отключении шунтирующей линии высшего напряжения (на рис. 4.8 – при отключении Л1); для автоматического деления сети при КЗ на элементах высшего напряжения (на линии Л1, рис. 4.9); для автоматического деления питающих источников с целью уменьшения тока КЗ, отключаемого недостаточно мощным выключателем (выбор мест установки и направлений действия этих защит осуществляют службы и группы энергетических режимов); для автоматического деления сети с целью обеспечения селективной работы последующих защит. Все эти защиты являются ограниченно селективными; их иногда называют «защитой слабой связи».

В нормально разомкнутых распределительных сетях, оборудованных устройствами сетевых АВР, делительные защиты предназначены для действия, перед АВР с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и линий в режимах после АВР, а также для предотвращения включения на неустраивавшееся КЗ на элементах высшего напряжения. В некоторых случаях эти защиты позволяют уменьшить число комплектов сложных направленных защит в такой сети с двусторонним питанием.

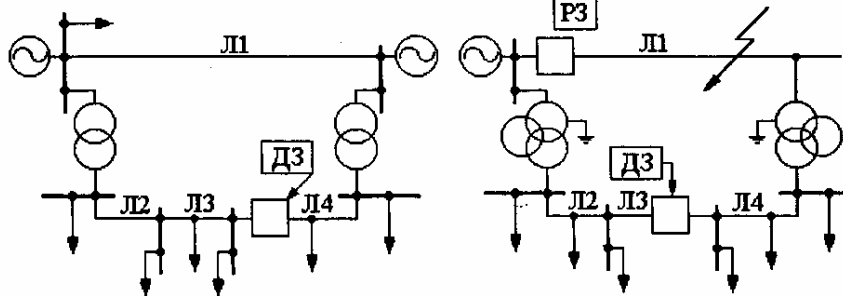


Рис. 4.8. Схема распределительной сети с шунтирующей линией высшего напряжения (Л1). ДЗ – делительная защита, действующая при возникновении асинхронного хода вследствие отключения Л1

Рис. 4.9. Схема распределительной сети с делительной защитой (защитой «слабой связи»), действующей при КЗ в сети высшего напряжения (Л1)

В распределительных сетях с местными электростанциями относительно небольшой мощности делительные защиты предназначены для отделения этих электростанций в аварийных условиях с целью обеспечения успешных действий АПВ линий с выделенной нагрузкой (§ 4.2), а также действий АВР. На подстанциях с крупными синхронными двигателями делительные защиты должны обеспечивать

отключение или гашение поля этих двигателей перед действием АПВ или АВР во избежание опасного несинхронного включения синхронных двигателей и для ускорения действия схем АПВ и АВР с контролем снижения напряжения. Эти защиты требуются также для предотвращения неправильной работы (отказа) автоматики отделителей или повреждения отделителей трансформаторов на ответвлениях линий 35–220 кВ из-за подпитки места КЗ в трансформаторе (с учетом включившегося короткозамыкателя) синхронными двигателями других подстанций.

Основные условия расчета делительных защит (автоматики деления), наиболее часто применяемых в распределительных сетях, рассматриваются далее.

2. Расчет уставок делительных защит

А. Делительная защита, действующая при возникновении асинхронного режима. Наиболее просто защита выполняется с помощью трех токовых реле типа РТ-40, включенных на фазные токи; контакты всех трех токовых реле включены последовательно. Выдержка времени и ток срабатывания задаются службами (группами) энергетических режимов. Обычно время действия этой защиты составляет от 0 до 0,5 с. Ток срабатывания отстраивается от максимального рабочего тока линии:

$$I_{c.з} \approx (1,2 \div 1,3) I_{\text{раб.макс.}} \quad (4.19)$$

Коэффициент чувствительности проверяется для тока, который может проходить при асинхронном режиме по линиям низшего напряжения при отключенной линии высшего напряжения (Л1, рис. 4.8) и угле между ЭДС двух систем, равном 180°:

$$k_{\alpha} = I_{180^{\circ}} / I_{c.з.} \quad (4.20)$$

Коэффициент чувствительности требуется 1,5–2. Могут применяться и цифровые защиты.

Б. Делительная защита, действующая при КЗ в сети высшего напряжения. Схема выполнения и уставки этой защиты должны обеспечивать ее достаточную чувствительность при КЗ в расчетных точках сети высшего напряжения (например, в наиболее удаленной точке Л1, рис. 4.9). Чтобы обеспечить отключение несимметричных и особенно однофазных КЗ на землю, на линиях 110–220 кВ приходится заземлять нейтрали 110–220 кВ у тех трансформаторов, через которые может происходить подпитка КЗ от сети низшего напряжения (рис. 4.9). Эта делительная защита обычно выполняется с помощью реле, реагирующих на симметричные составляющие тока или напряжения. Для отключения трехфазных КЗ может использоваться комплект делительной защиты (см. п. «А») или дополнительное токовое реле, включенное на ток одной из фаз. Защита может выполняться с выдержкой времени, определяемой условиями селективности и термической стойкости. Эта же защита служит для предотвращения опасной перегрузки элементов распределительной сети при аварийном отключении шунтирующей линии высшего напряжения, не вызвавшем асинхронного режима.

Пример 2. Выбираются уставки реле делительной защиты на линии Л3 (рис. 4.9). Защита состоит из фильтра-реле обратной последовательности РТФ-1М или РТФ-8 и токового реле, включенного на ток одной из фаз. Оба реле действуют на выход параллельно (по схеме «ИЛИ»). Может использоваться цифровая защита.

Расчетная схема приведена на рис. 4.10, а. Сопротивления прямой (обратной) последовательности элементов схемы рис. 4.10, б, приведенные к напряжению 35 кВ,

следующие: системы в минимальном режиме $x_{1c} = 5$ Ом; трехобмоточного трансформатора $Tr1$ мощностью 10 МВ·А x_{1Tr1} в-с = 16 Ом; всех линий 35 кВ общей длиной 25 км, провод АС-95, $r + jx = 8,25 + j10$ Ом; трехобмоточного трансформатора $Tr2$ $Y/Y/\Delta$ мощностью 16 МВ·А x_{1Tr2} в-с = 10 Ом; линии 110 кВ длиной 30 км, провод АС-120, $r + jx = 0,9 + j1,33$ Ом.

Сопротивления нулевой последовательности элементов схемы (рис. 4.10, в), также приведенные к напряжению 35 кВ: $x_{0Tr2} \approx x_{1Tr2}$ в-н = 16 Ом; $x_{0ВЛ110} \approx 3 x_{1ВЛ110} = 4$ Ом. Нагрузка при расчете не учитывается.

Решение. Рассчитывается ток обратной последовательности по линиями 35 кВ при двухфазном КЗ в наиболее удаленной точке $Л1$ (точка $К$, рис. 4.10). Составляющие суммарного сопротивления до точки $К$ (рис. 4.10, б):

$$r_k = r_{ВЛ35} + r_{ВЛ110} = 8,25 + 0,9 = 9,15 \text{ Ом};$$

$$x_k = x_c + x_{Tr1} + x_{ВЛ35} + x_{Tr2} + x_{ВЛ110} = 5 + 16 + 10 + 10 + 1,33 = 42,3 \text{ Ом};$$

это сопротивление одинаково для схем прямой и обратной последовательности. С учетом того, что $r_k < \frac{1}{3} x_k$, активной составляющей допустимо пренебречь. Тогда:

$$I_{1k}^{(2)} = I_{2k}^{(2)} = U_\phi / (x_{1k} + x_{2k}) = 20000 / (42,3 + 42,3) = 236 \text{ А},$$

где $U_\phi = 35000 / \sqrt{3} = 20000$ В для сети 35 кВ.

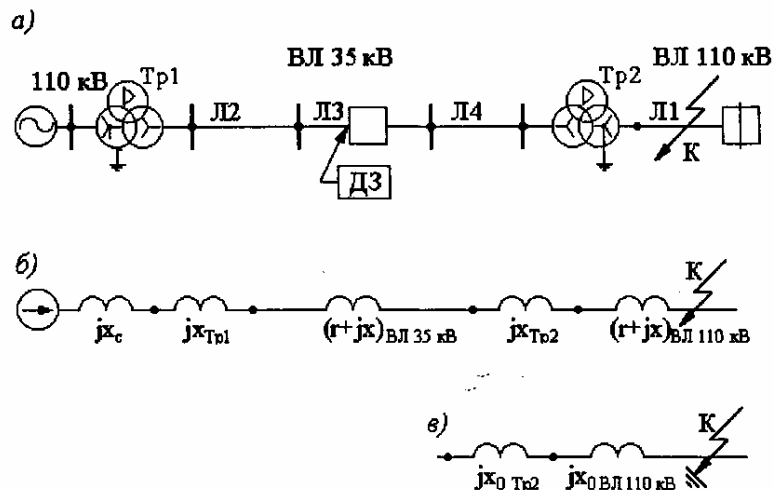


Рис. 4.10. Расчетная схема (а) и схемы замещения прямой (обратной) (б) и нулевой последовательности (в) к примеру 2

Ток обратной последовательности в делительной защите (вторичный) при $n_\tau = 200/5$ $I_{2k}^{(2)} = 236 / 40 = 5,8$ А.

Рассчитывается ток обратной последовательности по линиям 35 кВ при однофазном КЗ на землю в той же точке

$$I_{1k}^{(1)} = I_{2k}^{(2)} = I_{0k}^{(1)} = \frac{U_\phi}{x_{1k} + x_{2k} + x_{0k}} = \frac{20000}{42,3 + 42,3 + 20} = 193 \text{ А},$$

где $x_{0k} = x_{0Tr2} + x_{0ВЛ110} = 16 + 4 = 20$ Ом (рис. 4.10, в).

Ток обратной последовательности в делительной защите (вторичный) при $n_\tau = 200/5$ $I_{2k}^{(2)} = 193 / 40 = 4,8$ А.

Рассчитывается ток обратной последовательности по линиям 35 кВ при двухфазном КЗ на землю в той же точке

$$I_{2k}^{(1,1)} = I_{1k}^{(1,1)} \frac{x_{0k}}{x_{2k} + x_{0k}} = 360 \frac{20}{42,3 + 20} = 105 \text{ А},$$

где

$$I_{1k}^{(1,1)} = \frac{U_\phi}{x_{1k} + \frac{x_{2k} x_{0k}}{x_{2k} + x_{0k}}} = \frac{20000}{42,3 + \frac{42,3 \cdot 20}{42,3 + 20}} = 360 \text{ А}.$$

Ток обратной последовательности в делительной защите (вторичный) при $n_\tau = 200/5$ $I_{2k}^{(1,1)} = 105 / 40 = 2,6$ А.

Принимается минимальная уставка на фильтре-реле тока обратной последовательности $I_{c.p} = 1,5$ А. Эта уставка обеспечивает несрабатывание реле при возможных токах небаланса фильтра. Коэффициенты чувствительности делительной защиты: $k_\tau^{(2)} = 5,8 / 1,5 = 3,9$; $k_\tau^{(1)} = 4,8 / 1,5 = 3,2$; $k_\tau^{(1,1)} = 2,6 / 1,5 = 1,73$ при требуемом $k_\tau \approx 1,5$ [1].

Для токового реле, включенного на ток одной из фаз, $I_{c.з}$ выбирается по формуле (4.19) для отстройки от возможных эксплуатационных перегрузок линии, где включена делительная защита. При $I_{раб.макс} = 200$ А ток $I_{c.з} = 1,3 \cdot 200 = 260$ А. Чувствительность проверяется при трехфазном КЗ в той же точке $К$ (рис. 4.10): $I_k^{(3)} = 20000 / 42,3 = 472$ А; $k_\tau^{(3)} = 472 / 260 = 1,8 > 1,5$.

При недостаточной чувствительности рассмотренной делительной защиты можно установить более чувствительное, но более сложное и дорогое реле типа РТФ-9 или дополнить делительную защиту одним реле, реагирующим на ток нулевой последовательности, который проходит через заземленную нейтраль трансформатора $Tr2$ при КЗ на землю на $Л1$ (эти виды КЗ по статистическим данным составляют около 85% всех КЗ в сетях 110-220 кВ). Защита должна действовать на отключение ближайшей ВЛ 35 кВ, если это приемлемо по условиям электрических режимов.

Время срабатывания делительной защиты выбирается по условиям селективности с защитами элементов прилегающей сети, а также по условию термической стойкости этих элементов и обычно находится в пределах от 1 до 2 с. При этом, как уже указывалось, в редких случаях возможно излишнее срабатывание этой делительной защиты, например при отказе основной защиты на каком-нибудь из смежных моментов или при затянувшемся самозапуске нагрузки. Для исключения последнего можно установить большее время срабатывания для элемента защиты, реагирующего на фазный ток.

В. *Делительная защита ДЗН, действующая перед сетевым АВР.* Она выполняется в виде защиты минимального напряжения. Напряжение срабатывания минимального реле напряжения ДЗН выбирается по условию согласования чувствительности с пусковым органом минимального напряжения устройства сетевого АВР:

$$U_{с.р.ДЗН} = (1,1 \div 1,2) U_{с.р.АВР}, \quad (4.21)$$

где $U_{с.р.АВР}$ принимается по выражению (4.11).

Минимальные реле напряжения делительной защиты и пускового органа АВР должны включаться на *одноименные* междуфазные напряжения, чтобы обеспечить их согласованное действие (возврат) при АПВ питающей линии на двухфазное КЗ.

Время срабатывания защиты ДЗН выбирается по следующим условиям:

1. Отстройка от действия тех защит, в зоне действия которых КЗ могут вызывать снижения напряжения ниже принятого по формуле (4.21), т.е. по условиям (4.13) и (4.14). Для схемы рис. 4.7 t_1 относится к защитам элементов, подключенных к шинам подстанции Д, t_2 – к шинам подстанции Г.

2. Согласование действий делительной защиты и АПВ питающих линий или АВР в питающей сети по условию, аналогичному (4.15):

$$t_{с.р.ДЗН} \geq (t_{с.з} + t_{1 АПВ} + t'_{с.з} + t_{2 АПВ})_{Л1} + t_{зап}, \quad (4.22)$$

где обозначения те же, что и в (4.15). Например, для схемы на рис. 4.7 условие (4.22) означает, что делительная защита на подстанции Г сработает только при неуспешном действии второго цикла АПВ линии Л1. Действие АВР в питающей сети может быть только однократным, поэтому

$$t_{с.р.ДЗН} \geq t_{с.р. АВР.пит} + t_{зап}. \quad (4.23)$$

Например, в схеме на рис. 4.7 при отключении рабочего источника питания шин подстанции А и последующем успешном срабатывании АВР на этой же подстанции действие ДЗН на выключателе 1 было бы излишним.

Г. *Делительные защиты, установленные на электростанциях небольшой мощности, получающих дополнительную мощность из системы.* Они обычно представляют собой комплекс защит или цифровой терминал, реагирующие на снижение частоты (или скорость снижения частоты), снижение напряжения, появление симметричных составляющих тока или напряжения, изменение направления мощности.

Частота срабатывания реле понижения частоты выбирается обычно равной 47–48 Гц. Для предотвращения неправильных действий защиты из-за кратковременного замыкания контактов старых реле частоты типа ИВЧ (при снятии напряжения с его обмоток) необходимо, чтобы оно действовало на отключение через реле времени с выдержкой 0,3–0,5 с. Полное время от момента отключения линии связи станции с системой (рис. 4.1) до момента срабатывания делительной защиты определяется как сумма времени:

$$t_{ДЗ} = t_{с.ч} + t_{рв} + t_{о.в}, \quad (4.24)$$

где $t_{с.ч}$ – время снижения частоты в отделившемся узле с электростанцией до частоты срабатывания реле защиты; $t_{рв}$ – уставка реле времени (0,3–0,5 с); $t_{о.в}$ – время отключения выключателя, на который действует делительная защита. При использовании реле частоты РЧ-1 установки реле времени не требуется.

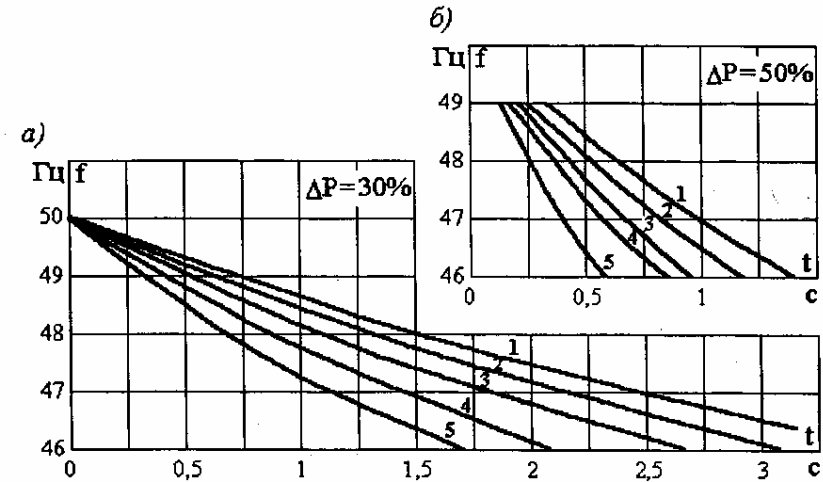


Рис. 4.11. Характеристики изменения частоты электростанции, отделившейся от системы с дефицитом мощности $\Delta P = 30\%$ (а) и $\Delta P = 50\%$ (б) при $k = 2$ и различных значениях $T_{ин.с}$:
1 – 14 с; 2 – 12 с; 3 – 10 с; 4 – 8 с; 5 – 6 с

Значение $t_{с.ч}$ определяется расчетом. Для ориентировочного определения $t_{с.ч}$ можно воспользоваться расчетными характеристиками изменения частоты электростанции, отделившейся от системы с дефицитом мощности $\Delta P = 30\%$ (рис. 4.11, а) и $\Delta P = 50\%$ (рис. 4.11, б). Характеристики построены для значения частотного коэффициента $k = 2$, характеризующего снижение мощности, потребляемой нагрузкой при снижении частоты.

Дефицит мощности (в процентах)

$$\Delta P = \frac{P_{Г} - P_{нагр}}{P_{нагр}} 100, \quad (4.25)$$

где $P_{Г}$, $P_{нагр}$ – соответственно мощность генераторов и нагрузки в отделившемся узле с электростанцией.

Постоянная инерции вращающихся агрегатов электростанции и нагрузки ($T_{ин.с}$), определяющая наряду с ΔP скорость снижения частоты, для ориентировочных расчетов может быть принята максимальной: для сельских ГЭС $T_{ин.с} \approx 5$ с; для промышленных тепловых электростанций малой и средней мощности с отечественными генераторами и районом нагрузки $T_{ин.с} \approx 12$ с. При наличии мощных механизмов с большими инерционными постоянными $T_{ин.с}$ энергорайона может превысить указанное значение.

Из рис. 4.11, а видно, что при $T_{ин.с} \approx 12$ с и $\Delta P = 30\%$ ($P_{нагр}/P_{Г} \approx 1,4$), при частоте срабатывания реле понижения частоты, равной 47 Гц, $t_{с.ч} \approx 2,1$ с. Тогда согласно (4.24) $t_{ДЗ} = 2,1 + 0,4 + 0,1 = 2,6$ с, а время срабатывания АПВ на линии

связи с системой должно быть согласно выражению (4.6) не менее 3 с во избежание несинхронного включения генераторов электростанции.

Делительная защита по снижению напряжения выполняется так же, как пусковой орган минимального напряжения схемы АВР. Напряжение срабатывания этой защиты обычно принимается равным $(0,6-0,7)U_{ном}$. Время срабатывания определяется требованиями селективности с защитами смежных элементов по условиям, аналогичным (4.13) и (4.14). Желательно, чтобы время срабатывания защиты не превышало 1–1,5 с, в связи с чем при выборе уставок часто не учитывают редкие случаи работы резервных защит смежных элементов.

Делительные защиты, реагирующие на симметричные составляющие тока или напряжения, настраиваются таким образом, чтобы по возможности обеспечить несрабатывание при КЗ на отходящих элементах и надежное срабатывание при удаленных КЗ на элементах связи станции с системой.

Пример 3. Выбираются уставки делительной защиты, установленной на тепловой электростанции (ТЭЦ) небольшой мощности (рис. 4.1). Делительная защита реагирует на снижение частоты, снижение напряжения, появление токов обратной и нулевой последовательности.

Решение. Рассчитываются уставки делительной защиты, реагирующей на снижение частоты.

1. Частота срабатывания принимается равной 47,5 Гц для ускорения отделения станции от сети при отключении линии связи Л1 (рис. 4.1) и для ускорения действия АПВ этой линии.

2. Время срабатывания принимается равным 0,4 с (при выполнении защиты на реле понижения частоты типа ИВЧ).

3. Наибольшее вероятное время снижения частоты в отделившемся узле с ТЭЦ до частоты срабатывания реле (47,5 Гц) определяется по расчетной характеристике (рис. 4.11, а), соответствующей $T_{ин.с} \approx 12$: $t_{с.ч} \approx 1,8$ с. Полное время от момента отключения линии связи Л1 до момента срабатывания делительной защиты по формуле (4.24) $t_{дз} = 1,8 + 0,4 + 0,1 = 2,3$ с.

Рассчитываются уставки делительной защиты, реагирующей на снижение напряжения (ДЗН).

1. Напряжение срабатывания реле ДЗН принимается равным $0,6U_{ном.Г}$ ($U_{ном.Г} = 6,3$ кВ):

$$U_{с.р} = 0,6U_{ном.Г} / n_{т} = 0,6 \cdot 6300 / (6000 / 100) = 63 \text{ В.}$$

2. Время срабатывания ДЗН для схемы сети (рис. 4.1) выбирается на ступень селективности Δt выше, чем время срабатывания максимальных защит (отсечек) элементов сети 6 кВ ТЭЦ, которое должно быть минимальным для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы генераторов ТЭЦ с системой при близких КЗ: $t_{с.з} = 0 \div 0,5$ с. Тогда $t_{дзн} = 0,5 \div 1$ с. При этом имеется в виду, что близкие КЗ на линиях, отходящих от шин питающей подстанции (вместе с Л1), и на линиях, подключенных далее к Л1, вызывающие снижение напряжения на шинах 6 кВ ТЭЦ ниже уставки ДЗН, отключаются с $t_{с.з} \leq 0,5$ с, а КЗ в трансформаторах – с $t_{с.з} = 0$ с.

3. Проверяется чувствительность защиты при трехфазном КЗ на линии 110 кВ Л1 вблизи шин питающей подстанции после отключения выключателя Л1. Расчет, как правило, следует производить для установившегося режима КЗ поскольку для

генераторов небольшой мощности этот режим наступает уже через 0,5–1,5 с после возникновения КЗ.

Например, для турбогенератора типа Т2-6-2 6,3 кВ сопротивление в установившемся режиме КЗ $x_{*∞} = x_{*д} = 1,65$, или $x_{∞} = 8,8$ Ом, приведенным к напряжению 6 кВ. Сопротивление трансформатора связи 115/6,3 кВ при $S_{ном.тр} = 10$ МВ·А, $u_{к} = 10,5\%$ равно 0,42 Ом, приведенным к напряжению 6 кВ. Сопротивление линии 110 кВ Л1 (рис. 4.1) до места трехфазного КЗ $x_{л} \approx 40$ Ом (при расстоянии до места КЗ 100 км), или 0,12 Ом, приведенным к напряжению 6 кВ.

Принимая ЭДС генератора $E_{*∞} = I_{*в.пр} = 3,5$, или 22000 В, определяем установившееся значение тока трехфазного КЗ:

$$I_{∞}^{(3)} = 22000 / [\sqrt{3} (8,8 + 0,42 + 0,12)] = 1360 \text{ А.}$$

Остаточное напряжение на шинах 6кВ ТЭЦ:

$$U_{ост} = \sqrt{3} \cdot 1360 (0,12 + 0,42) = 1300 \text{ В, или } 0,2U_{ном.Г}.$$

Коэффициент чувствительности минимальных реле напряжения

$$k_{ч.н} = U_{с.з} / U_{ост} = 0,6U_{ном.Г} / (0,2U_{ном.Г}) = 3 > 5.$$

С учетом влияния нагрузки ТЭЦ имеет еще меньшее значение. В большинстве случаев делительная защита, реагирующая на снижение напряжения, обладает достаточной чувствительностью к удаленным *трехфазным* КЗ на линиях связи с системой.

Рассчитываются уставки защит, реагирующих на токи нулевой (I_0) или обратной (I_2) последовательности:

1. Выбираются токи срабатывания по условию отстройки от наибольшего тока небаланса фильтров токов I_0 или I_2 , а затем проверяется чувствительность защит при несимметричных КЗ на линии связи с системой. Согласование чувствительности этих защит с максимальными токовыми и дистанционными защитами линий прилегающей сети часто оказывается невозможным в связи с известной высокой чувствительностью фильтровых защит. Поэтому при удаленных КЗ через переходное сопротивление, при отказах основных быстродействующих защит и в других редких случаях возможно неселективное (излишнее) срабатывание фильтровой делительной защиты.

2. Время срабатывания делительной защиты, реагирующей на ток I_2 выбирается по условиям (4.13) и (4.14), а защиты, реагирующей на ток $3I_0$ (при заземленной нейтрали 110–220 кВ трансформатора связи), – по согласованию с защитой нулевой последовательности линий 110–220 кВ прилегающей сети.

Д. Делительные защиты, установленные на подстанциях для отключения мощных синхронных двигателей. Эти защиты могут выполняться с помощью реле, реагирующих на снижение напряжения, снижение частоты, скорость снижения частоты или изменение направления активной мощности. Применяются и защиты, срабатывающие при одновременном изменении нескольких из перечисленных параметров, например при снижении частоты и изменении направления активной мощности, что свидетельствует об отключении питающего источника [18].

Полное время от момента отключения питающего источника до момента срабатывания защиты по снижению частоты определяется по формуле (4.24). Для современных синхронных двигателей мощностью до 12 МВт при коэффициенте

загрузки не менее 0,6 время снижения частоты при выбеге до частоты срабатывания реле, например 48,5 Гц, составляет $t_{с.ч} \leq 0,75$ с; при частоте срабатывания реле 48 Гц $t_{с.ч} \leq 1$ с. Для малонагруженных двигателей $t_{с.ч}$ может оказаться большим, особенно при относительно малой мощности нагрузки. Если такой режим возможен, это следует учитывать при расчете. Значение $t_{рв}$ в формуле (4.24) зависит от типа реле частоты. При использовании ранее выпускавшихся реле типа ИВЧ-011 и ИВЧ-3 $t_{рв} = 0,3 \div 0,5$ с.

Определение полного времени срабатывания делительной защиты $t_{дз}$ по формуле (4.24) необходимо для расчета времени действия АПВ питающих линий, времени ожидания АВР, а также замедления отключения автоматических отделителей на соседних отпаечных подстанциях. Последнее требуется для предотвращения отказа автоматики отделителя (реле РТБ) из-за подпитки места КЗ (при повреждении в трансформаторе и включении короткозамыкателя) синхронными двигателями других подстанций, подключенных к этой же линии, после отключения питающего источника. Опасны также случаи, когда ток подпитки меньше тока возврата реле РТБ в схеме автоматики отделителя, но больше допустимого тока отключения для данного типа отделителя. Необходимое замедление автоматики отделителя (АОД):

$$t_{АОД} \geq t_{дз} + \Delta t, \quad (4.26)$$

где $t_{дз}$ определяется по формуле (4.24); $\Delta t \approx 0,5$ с.

Например, для приведенных выше параметров и загрузки синхронных двигателей при частоте срабатывания реле делительной защиты 48,5 Гц ожидаемое время срабатывания этой защиты: $t_{дз} = t_{с.ч} + t_{рв} + t_{о.в} \leq 0,75 + 0,3 + 0,1 = 1,15$ с. И тогда согласно выражению (4.26) $t_{АОД} \geq 1,5$ с. Такое замедление действия автоматики отделителей на переменном оперативном токе достигается установкой часового механизма реле времени в приводе короткозамыкателя. При расчете по формуле (4.26) предполагается, что защита поврежденного трансформатора действует на включение короткозамыкателя без замедления (газовая, дифференциальная защиты или токовая отсечка) и защита питающей линии (с обеих сторон при двустороннем питании) также действует без замедления одновременно или сразу же после включения короткозамыкателя. Если защита питающей линии может действовать с замедлением (например, с временем второй ступени $t_{с.з.ВЛ}^{\text{II}}$), то

$$t_{АОД} \geq t_{с.з.ВЛ}^{\text{II}} + t_{дз} + \Delta t. \quad (4.27)$$

Собственное время включения короткозамыкателя в выражениях (4.26) и (4.27) не учитывается, поскольку реле времени автоматики отключения отделителя пускается только после включения короткозамыкателя.

Время действия АПВ питающей линии в этих случаях должно дополнительно отвечать условию:

$$t_{АПВ} \geq t_{АОД} + t_{о.ОД} + \Delta t, \quad (4.28)$$

где $t_{о.ОД}$ – собственное время отключения отделителя (около 0,7 с); $\Delta t \approx 0,4 \div 0,5$ с. Для приведенного примера $t_{АПВ} \geq 1,5 + 0,7 + 0,5 = 2,7$ с. При необходимости учета условия (4.27) $t_{АПВ}$ возрастет на величину $t_{с.з.ВЛ}^{\text{II}}$ (или $t_{с.з.ВЛ}^{\text{III}}$).

Для линии с двусторонним питанием время действия АПВ выбирается по условиям (4.27) и (4.28) раздельно для обоих концов.

В заключение необходимо отметить, что все необходимые функции делительных защит, рассмотренные выше, реализованы в современных цифровых реле (терминалах).

§ 4.5. Расчеты экономических обоснований автоматизации распределительных сетей

Методика расчета экономического эффекта автоматизации сетей. Ущерб, нанесенный потребителям при прекращении электроснабжения, убытки, связанные с заменой или ремонтом поврежденного электрооборудования, а также затраты на мероприятия по повышению надежности электроснабжения являются экономическими категориями. Поэтому в общее понятие надежности электроснабжения следует включить особую категорию, называемую *экономикой надежности электроснабжения*. В данной главе в основном рассматриваются вопросы экономики надежности электроснабжения, связанные с ущербом потребителей, возникающим в результате перерыва электроснабжения. Это соответствует рекомендациям СИГРЭ, в которых предлагается оценивать надежность электрических сетей по стоимости ущерба потребителей от возможного недоотпуска электрической энергии. То есть из всех убытков, причиненных аварией, выбран тот, который возник потребителя, потерявшего электропитание. Очевидно, что это не только наибольший, но наиболее реально ощутимый убыток, который энергоснабжающая организация должна возместить потребителю «живыми деньгами».

Вот один из подтверждающих примеров. В 1990 г. в Чикаго (США) из-за пожара на подстанции группа потребителей не получала электроэнергию в течение трех суток. По иску потребителей суд обязал энергокомпанию возместить потребителям причиненный ущерб в размере 4 млн. долларов! Об ущербе самой энергокомпания, вызванном необходимостью ремонта, в информации не упоминается, так как, по видимому, общественность это мало интересует.

Таким образом, следуя рекомендациям СИГРЭ и других авторитетных международных организаций, предлагается методика для ориентировочного определения экономического эффекта \mathcal{E} , полученного благодаря предотвращению ущерба потребителей \mathcal{E}_y , средствами автоматики, на установку которых произведены определенные затраты \mathcal{L} . Учитывая, что затраты производятся одновременно, но экономический эффект будет действовать в течение некоторого времени, например, 8 лет (как было принято в СССР), необходимо произведенные затраты условно разнести на принятое число лет L .

Экономический эффект, следовательно, определяется по выражению (4.29) и он, разумеется, должен быть положительным:

$$\mathcal{E} \geq \mathcal{E}_y - \frac{\mathcal{L}}{L}. \quad (4.29)$$

Выражение (4.29) наглядно связывает величину затрат на автоматизацию с экономическим эффектом от предотвращения ущерба потребителей благодаря этой автоматизации. При этом надо подчеркнуть, что экономический эффект от автоматизации электрических сетей, подсчитанный по этому выражению, не учитывает дополнительную экономию средств, которая затрачивается на обслуживание неавтоматизированной сети, в том числе на поиск повреждения, на расследование аварийных ситуаций и т.п.

Методика определения экономического эффекта автоматизации сетей по (4.29) пригодна для оценки целесообразности приобретения как одного устройства, повышающего надежность электроснабжения и уменьшающего ущерб от недоотпуска

электроэнергии, так и комплекса устройств как для одной линии, так и для сетевого района.

Для практического использования выражения (4.29) необходимо в первую очередь произвести оценку ущерба потребителей, возникающего в результате перерыва электроснабжения, и попытаться предложить какое-то среднее значение ущерба, приемлемое для ориентировочных технико-экономических расчетов в современных российских условиях. В СССР было опубликовано много материалов на эту тему, но к сожалению, по известным причинам они устарели. В «Методике расчета экономического ущерба от нарушений в работе энергетического оборудования», выпущенной РАО «ЕЭС России» в 1995 г. (МТ-34.70-001-95), в п. 1.3.3 сказано, что «ущерб, нанесенный потребителям энергии в случае технологического нарушения, приводящего к прекращению или ограничению энергоснабжения, учитывается отдельной составляющей экономического ущерба в виде платежей на возмещение убытков потребителям согласно условиям в коммерческих договорах, заключенных между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии». Возможно, что упомянутые условия на практике могут быть существенно различными, однако в примере расчета, приведенном в этом документе (стр. 20), указано, что «согласно коммерческим договорам энергосистемы с потребителями энергии для возмещения убытков потребителю при отключении и ограничении электроснабжения предусмотрены платежи в размере:

в режиме внезапного отключения – в *тройном* размере средней цены на электроэнергию...».

Появление этого чрезвычайно низкого значения стоимости возмещения ущерба потребителю можно объяснить лишь правом монополиста, каким является РАО «ЕЭС России». Еще в 1984 г. в известной книге «Энергосистема и потребители электрической энергии» ее автор П.И. Головкин (Мосэнерго) отмечал, что для некоторых обследованных отраслей промышленности ущерб более чем в 100 раз превышает стоимость 1 кВт·ч, оплачиваемого промышленным предприятием! Он же приводит английские данные 1967 г., согласно которым средний ущерб для промышленных предприятий Англии от внезапного перерыва электроснабжения примерно в 60 раз превышает среднюю отпускную цену за 1 кВт·ч электроэнергии. При сегодняшней стоимости 1 кВт·ч в России эти пропорции сохраняются.

Оценка ущерба потребителей из-за перерыва электроснабжения (по советским и зарубежным материалам). Ущерб потребителей, возникший из-за прекращения электроснабжения, как правило, зависит от продолжительности восстановительных работ по возобновлению электроснабжения и нормальной работы потребителя электроэнергии. Рассмотрим, как оценивается стоимость этого ущерба в разных странах. При этом надо отметить, что оценка ущерба может производиться либо по результатам обработки фактических данных о последствиях аварий в энергосистемах, либо путем обследования большого числа потребителей (см. выше стр. 36).

По зарубежным данным (1991 г.), стоимость удельного ущерба потребителей в долларах США за 1 кВт K_U в зависимости от времени перерыва электроснабжения T_U в часах для разных стран имеет различные значения. Часть этих зависимостей показана для примера на рис. 4.12 (Германия), 4.13 (Великобритания), 4.14 (США), 4.15 (Швеция).

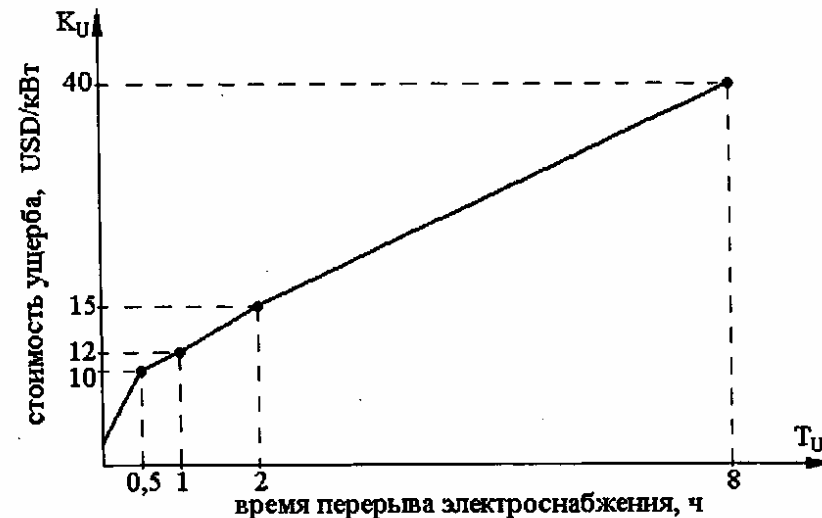


Рис. 4.12. Зависимость $K_U = f(T_U)$ в Германии (1991 г.)

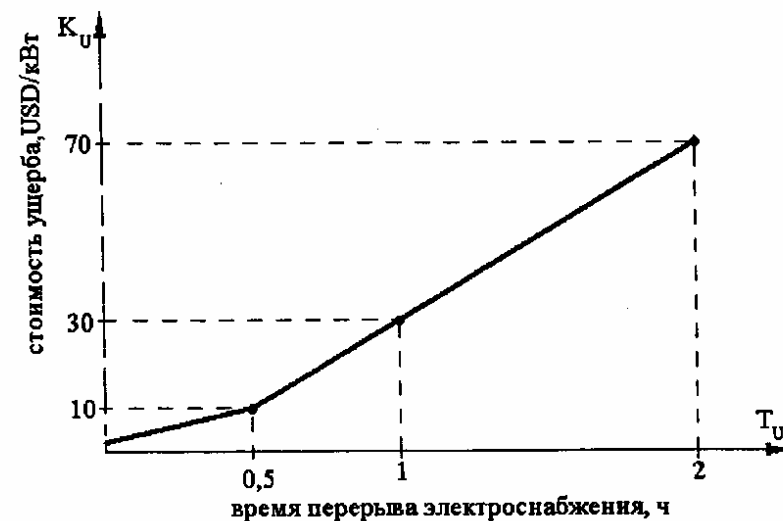


Рис. 4.13. Зависимость $K_U = f(T_U)$ в Великобритании (1991 г.)

Оценка ущерба потребителей в России (СССР). Судя по отсутствию публикаций, в России в настоящее время не ведутся массовые исследования с целью определения ущерба потребителей от недоотпуска электроэнергии. Последние данные по этой теме приводятся по материалам обследований 1970–1980-х гг. Значение удельного ущерба, возникающего в результате действия защиты и автоматики, равно примерно 6 USD (в среднем).

Значения удельного ущерба для разных отраслей промышленности очень сильно отличаются друг от друга: от 10 USD в химической промышленности до 1,5 USD на 1 кВт в машиностроении. Среднее значение удельного ущерба по всем ранее обследованным промышленным предприятиям (СССР) равно примерно 3,6 USD на 1 кВт.

Далее приводятся значения удельного ущерба при перерыве питания в 1 ч для очень разных секторов потребления электроэнергии. Переведа эти значения в современные цены и USD (на 01.08.1998), приведем здесь несколько значений удельного ущерба в USD/ кВт·ч (с целью их сравнения между собой):

- нефтедобывающее предприятие – 6,8
- нефтеперерабатывающее предприятие – 25,8
- металлургический комбинат – 3,5
- глиноземный завод – 16,9
- лакокрасочное производство – 11
- газокомпрессорная станция – 4,3
- предприятие ЖКХ – 4,5
- сельскохозяйственное предприятие – 3.

Если перерыв питания более 1 ч, то к этим значениям надо прибавить удельную переменную составляющую ущерба в USD/ кВт·ч, умноженную на время перерыва питания в часах.

Сравнивая зарубежные данные начала 1980-х гг. и данные начала 1990-х гг., приведенные выше, можно отметить, что значения удельных ущербов из-за недоотпуска электроэнергии имеют тенденцию к росту, по-видимому, по причине роста электрооруженности во всех секторах потребления электрической энергии.

Расчетное выражение для определения среднего значения ущерба потребителей \mathcal{E}_y (в упрощенном виде):

$$\mathcal{E}_y = y_0 P T, \quad (4.30)$$

где y_0 – удельный ущерб, т.е. стоимость 1 кВт·ч «недоотпущенной» электроэнергии; T – время перерыва электроснабжения, час; P – внезапно отключенная мощность, кВт.

Значения удельного ущерба для различных стран рассмотрены выше и могут быть приняты в расчетах как «усредненные» значения. Значения размеров внезапно отключенной мощности и времени перерыва электроснабжения в каждом конкретном расчете должны приниматься конкретные, как и стоимость затрат на автоматизацию конкретной сети. Рассмотрим несколько характерных примеров.

Пример. Техничко-экономическое обоснование автоматического секционирования воздушной линии 10 кВ путем установки на одном из ответвлений реклоузера (автоматического выключателя, более дорогой вариант) или выключателя нагрузки ВН, который отключается в бестоковую паузу (более дешевый вариант). При устойчивом коротком замыкании на рассматриваемом ответвлении (рис. 4.16) в первом варианте

все остальные потребители не теряют питания, во втором – теряют на несколько секунд, необходимых для отключения ВН в бестоковую паузу после отключения головного выключателя линии (ГВ).

Основная цель автоматического секционирования – предотвращение ущерба от недоотпуска электроэнергии. Этот ущерб $\mathcal{E}_{y,c}$ подсчитывается по выражению (4.30) без учета постоянной составляющей (для упрощения):

$$\mathcal{E}_{y,c} = Y_0 \cdot P \cdot T = Y_0 \cdot S_1 \cdot \cos \varphi \cdot k_{\text{одн}} \cdot T_0 \cdot l_{\text{II}}, \quad (4.30a)$$

где Y_0 – переменная составляющая удельного ущерба на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии, принятая в данном примере равной 6 USD за кВт·ч; S_1 – суммарная номинальная мощность всех трансформаторов 10/0,4 кВ, подключенных к рассматриваемой линии ВЛ-10 кВ от ее начала до места установки реклоузера (секционирующего выключателя СВ) или выключателя нагрузки ВН, кВт·А; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, принимаемый в среднем 0,8–0,85; $k_{\text{одн}}$ – коэффициент одновременности (спроса); T_0 – время перерыва электроснабжения из-за устойчивых повреждений, отнесенное к 1 км линии, ч/км; l_{II} – общая длина ответвления после места установки СВ или ВН, км (рис. 4.16). Значение T_0 было принято в СССР равным 1,2 ч/км.

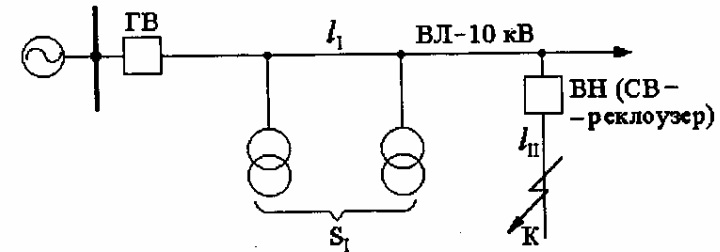


Рис. 4.16. К примеру технико-экономического обоснования автоматического секционирования, l_I, l_{II} – длины, км

Из выражения (4.30a) видно, что экономический эффект от автоматического секционирования $\mathcal{E}_{y,c}$ будет тем больше, чем больше произведение $S_1 \cdot l_{II}$.

Приняв для данного примера числовые значения $S_1 = 500$ кВт·А, $l_{II} = 35$ км, $T_0 = 1,2$ ч/км, $k_{\text{одн}} = 0,5$, получим $\mathcal{E}_{y,c} = 50$ тыс. USD.

Допустим, что ориентировочная стоимость автоматического реклоузера с его установкой также равна 50 тыс. USD. Но эти затраты следует разложить на несколько лет, например восемь лет (принятый срок окупаемости). Тогда по выражению (4.29) экономический эффект определяется как положительный:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_y - \frac{3}{L} = 50 - \frac{50}{8} = 43000 \text{ USD.}$$

Надо отметить, что отечественный СВ типа реклоузер РВА/TEL стоит значительно меньше, чем 50 тыс. USD.

Вероятность последующих срабатываний установленного СВ или ВН можно определить по значению потока устойчивых отказов (т.е. устойчивых повреждений) на 100 км воздушных сетей 10 кВ в год (7,6 1/год) и принятой в этом примере длине отведения $l_{II} = 35$ км:

$$p = 7,6 \cdot 35 / 100 = 2,66 \text{ 1/год, т.е. более 2,6 раз ежегодно.}$$

Можно предположить, что в течение принятого срока окупаемости установленный реклоузер будет срабатывать более 20 раз. При этом предположении будет предотвращен ущерб от недоотпуска электроэнергии указанным в этом примере потребителям на несколько сот тысяч долларов!

Пример. Техничко-экономическое обоснование сетевого автоматического резервирования (сетевого АВР) в сочетании с автоматическим секционированием резервируемой ВЛ 10 кВ. На рис. 4.17 приведена часть воздушной сети 10 кВ с двусторонним питанием с нормально отключенным выключателем ВЗ на пункте АВР.

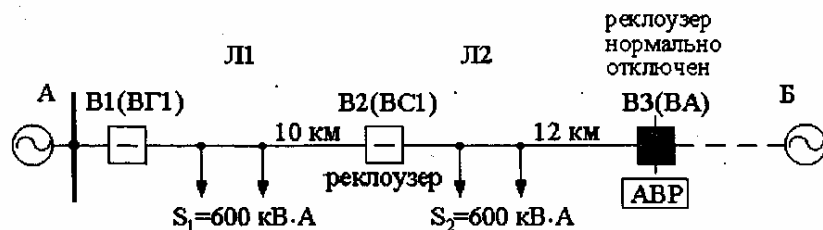


Рис. 4.17. К примеру технико-экономического обоснования автоматического резервирования в сочетании с автоматическим секционированием ВЛ-10 кВ

Определим возможный экономический ущерб для случая, когда по какой-то причине не предусмотрено автоматическое секционирование, т.е. не установлен секционирующий выключатель В2. При устойчивом КЗ в любой точке общей линии Л1 + Л2 ($l_{\Sigma} = 22$ км) теряют электропитание потребители с номинальной суммарной мощностью $S_{\Sigma} = S_1 + S_2 = 600 + 600 = 1200$ кВ·А (рис. 4.17), так как действие АВР при таком КЗ будет неуспешным. Тогда по (4.30а) ущерб потребителей:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{y,c} &= Y_0 \cdot P \cdot T = Y_0 \cdot S_{\Sigma} \cdot \cos \varphi \cdot k_{\text{одн}} \cdot T_0 \cdot l_{\Sigma} = \\ &= 6 \cdot 1200 \cdot 0,8 \cdot 0,5 \cdot 1,2 \cdot 22 = 76000 \text{ USD.} \end{aligned}$$

Вероятность устойчивого повреждения на ВЛ-10 кВ длиной 22 км $p = 7,6 \cdot 22 / 100 = 1,67$ 1/год.

По этим данным по меньшей мере один раз в год такое устойчивое повреждение может произойти. На его поиск и ликвидацию может быть затрачено в среднем более 26 ч и ущерб потребителей составит 76 тыс. USD. Эта сумма значительно превышает стоимость установки секционирующего выключателя (реклоузера) на этой линии.

Поэтому необходимость приобретения и установки пункта секционирования может быть подтверждена соответствующим технико-экономическим обоснованием. Если потребитель не соглашается на перерыв питания продолжительностью в 15–20 с, установка выключателя нагрузки нецелесообразна. При выборе секционирующей

ячейки (КРУ) с выключателем, способным отключать токи междуфазных КЗ, необходимо предусмотреть цифровую РЗ, имеющую два набора уставок и функцию переключения реле с одного набора на другой перед включением выключателя ВЗ на пункте сетевого АВР. Поясним такую необходимость. В нормальном режиме питания сети от источника А (рис. 4.17) время срабатывания РЗ на головном выключателе В1 должно быть больше, чем у РЗ на В2, а у РЗ на В2 – больше, чем у РЗ на В3.

В случае устойчивого КЗ на Л1 отключается В1 (головной выключатель), происходит его неуспешное АПВ, затем включается ВЗ (АВР), и здесь необходимо обеспечить работу РЗ на В2 с меньшим временем, чем у РЗ на В3. Это может быть выполнено вторым набором уставок РЗ на В2, который должен быть уже задействован.

В результате потребители, подключенные к поврежденной Л1, окажутся обесточенными, но потребители, подключенные к Л2, не потеряют электропитание.

Предотвращенный ущерб потребителей, подключенных к Л2, определяется по выражению (4.30а):

$$\mathcal{E}_{y,c} = Y_0 \cdot S_2 \cdot \cos \varphi \cdot k_{\text{одн}} \cdot T_0 \cdot l_1 = 6 \cdot 600 \cdot 0,8 \cdot 0,5 \cdot 1,2 \cdot 10 = 17300 \text{ USD.}$$

Вероятность устойчивого повреждения на ВЛ-10 кВ Л1 длиной 10 км в сельской местности 0,76 1/год, т.е. примерно один раз в два года. Таким образом, установка секционирующего выключателя окупится примерно за два года. К этому надо еще добавить неучтенную нами сумму предотвращенного ущерба потребителей, подключенных к Л1, в случаях устойчивого КЗ на Л2 при работе сети в нормальном режиме (рис. 4.17):

$$\mathcal{E}_{y,c} = Y_0 \cdot S_1 \cdot \cos \varphi \cdot k_{\text{одн}} \cdot T_0 \cdot l_2 = 6 \cdot 600 \cdot 0,8 \cdot 0,5 \cdot 1,2 \cdot 12 = 20800 \text{ USD.}$$

Вероятность устойчивого КЗ на Л2 длиной 12 км примерно такая же, как на Л1, т.е. примерно один раз в два года.

В настоящее время вместо КРУ и КРУН для автоматического секционирования и сетевого АВР целесообразнее применять реклоузеры [12].

Дополнительный экономический эффект от использования цифровых реле. В предыдущих разделах рассматривались методика и примеры определения экономического эффекта от использования цифровых реле (терминалов) для выполнения РЗА распределительных сетей, исходя только лишь из величины предотвращенного ущерба потребителей, возникшего из-за прекращения электроснабжения. Такой подход к оценке надежности электроснабжения рекомендуется авторитетными международными организациями. Он актуален и для России, где законодательно закреплена материальная ответственность электроснабжающих организаций за надежность электроснабжения.

Однако не будет лишним и дополнительный экономический эффект от использования цифровых реле, который получит электросетевое предприятие путем сбережения затрат при обслуживании цифровых реле по сравнению со значительно более трудоемким и затратным обслуживанием существующих электромеханических реле. Наряду с экономией средств на проведение профилактических проверок релейной аппаратуры, имеет место экономия при расследовании аварийных ситуаций, при определении места повреждения на линиях, при ремонтах электрооборудования, которые тем больше, чем длительнее протекает ток при междуфазном коротком замыкании, на сбор, запись и обработку показаний щитовых измерительных приборов и ведение оперативного журнала дежурным персоналом. Для проектируемых объектов к этому следует добавить значительную экономию средств благодаря отсутствию

необходимости сооружения щита управления с мнемосхемой сети, помещения для этого щита, прокладки контрольных кабелей. Уменьшаются затраты на монтаж большого числа отдельных измерительных и фиксирующих приборов, многочисленных реле.

Дополнительный экономический эффект от замены электромеханической РЗА на цифровую, таким образом, может быть получен в действующем электросетевом предприятии за счет снижения следующих затрат:

- на профилактическое обслуживание (проверки и ремонты) релейной защиты;
- на расследование аварий, связанных с неправильными действиями РЗА;
- на ремонт поврежденного оборудования;
- на сбор, обработку и запись информации о режимах и событиях;
- на поиск места повреждения на линиях электропередачи.

Такой же дополнительный экономический эффект будет получен и в проектируемом электросетевом предприятии в случае применения цифровых устройств РЗА в ячейках КРУ, а также на секционирующих реклоузерах.

Проведем численную оценку первой из этих перечисленных затрат на примере участка электрической сети с девятью ячейками типа К-114 Московского завода «Электрощит». При использовании электромеханических реле на двух секционирующих пунктах необходимо устанавливать по два комплекта реле с разными уставками срабатывания и устройствами для переключения уставок. Таким образом, при девяти ячейках надо иметь 11 комплектов электромеханических РЗА.

Среднегодовые затраты на профилактические проверки и ремонты одного комплекта электромеханической РЗА линий 6(10) кВ определяются по Прейскуранту в ценах 1981 г. примерно в 1 тыс. руб., а 11 комплектов соответственно в 11 тыс. руб. При использовании цифровых реле с постоянным самоконтролем и автоматической или дистанционной сменой уставок (при изменении режима питания) затраты на профилактические проверки оказываются примерно в 10 раз меньше и могут составить лишь 1,1 тыс. руб. Таким образом, затраты на профилактические проверки РЗА в этом примере снижаются на 10 тыс. руб. в ценах 1981 г. или 900 тыс. руб. в сегодняшних ценах. Эта сумма сравнима со стоимостью всех девяти комплектов цифровых реле при среднем сроке окупаемости в три года.

Среднегодовые затраты на ремонт поврежденного первичного оборудования могут быть ориентировочно определены по статистическим данным, опубликованным в журнале «Энергетик», № 1 за 1994 г.: в загородных сетях 6 и 10 кВ (сельские сети, вдольтрассовые электросети трубопроводов, продольные фидера железных дорог и т.п.) ежегодно повреждается 12% КРУ и КРУН. Для рассматриваемого примера электрической сети с девятью ячейками КРУ и КРУН количество поврежденных ячеек (шкафов) в год может составлять $n = 0,12 \cdot 9 \approx 1$ шт. При существующих электро-механических защитах среднее время отключения КЗ составляет 1,2–1,4 с, а при наличии АПВ (однократного), но без «ускорения защиты после АПВ», время прохождения тока КЗ равно 2,5–3 с, что во многих случаях превышает время термической стойкости КРУ (КРУН).

Новая ячейка (шкаф) КРУ с вакуумным выключателем и электромеханическими реле (взамен сгоревшей) стоит около 65 тыс. руб., ее капитальный ремонт обойдется примерно в 35 тыс. руб. (в год), в ценах 1997 г.

При использовании таких же ячеек (шкафов) КРУ с цифровой РЗА время отключения КЗ снижается до 0,4–0,5 с при условии правильного выбора уставок и

использовании «ускорения защиты после АПВ». Это время отключения КЗ не превышает время термической стойкости ячейки КРУ (КРУН). В относительно редких случаях необходимый ремонт (чистка) будет стоить не более 20% стоимости ячейки, т.е. около 13 тыс. руб. (в год). Таким образом, при использовании цифровой РЗА ежегодная экономия затрат на ремонт (или замену) поврежденного первичного оборудования, в данном примере ячейки (шкафа) КРУ или КРУН может составить от 22 тыс. руб. при относительно небольшом повреждении до 65 тыс. руб. за счет предотвращения повреждения. За восемь лет (расчетный срок окупаемости нового оборудования) только за этот счет можно сберечь от 175 тыс. руб. до 520 тыс. руб., что позволит приобрести несколько новых ячеек с цифровыми реле или цифровые реле для существующих ячеек этой сети. В этом случае будет обеспечено ускорение отключений КЗ, продлен срок службы существующих ячеек и получены другие преимущества от использования цифровой техники РЗА.

Весьма существенный экономический эффект может быть получен благодаря использованию такой особенности цифровых реле, как измерение и запоминание значений токов КЗ. Цифровые реле позволяют дистанционно определить место повреждения на ВЛ с достаточно большой точностью, что дает возможность не только сберечь средства для обхода (объезда, облета) поврежденной линии, но, главным образом, уменьшить время перерыва электроснабжения и ущерб потребителей.

Оценивая экономический эффект от использования цифровых реле в денежном выражении, нельзя забывать и о других положительных факторах, которые проявляются благодаря цифровой РЗА, в том числе повышение безопасности персонала, обслуживающего электроустановки, приобщение специалистов-электриков к современному аппаратному и программному обеспечению АСУ электроустановок, в том числе РЗА, повышение культуры эксплуатации и улучшение условий труда работников энергетических предприятий.

Приведенные далее в приложениях I и II технические данные электрооборудования могут использоваться для ориентировочных расчетов, но должны юридически корректироваться по мере выпуска нового оборудования.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

Таблица П-1

Конструктивные и расчетные данные неизолированных медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводов

Медный провод (М)			Алюминиевый провод (А)			Сталеалюминиевый провод (АС)		
Номинальное сечение, мм ²	Диаметр, мм	Активное сопротивление, Ом/км	Номинальное сечение, мм ²	Диаметр, мм	Активное сопротивление, Ом/км	Номинальное сечение, мм ²	Диаметр, мм	Активное сопротивление, Ом/км
10	3,6	1,79	16	5,1	1,80	25	6,9	1,146
16	5,1	1,13	25	6,4	1,14	35	8,4	0,773
25	6,4	0,72	35	7,5	0,83	50	9,6	0,592
35	7,5	0,515	50	9,0	0,576	70	11,4	0,420
50	9,0	0,361	70	10,7	0,412	95	13,5	0,314
70	10,7	0,267	95	12,3	0,308	120	15,5	0,249
95	12,6	0,191	120	14,0	0,246	150	16,8	0,195
120	14,0	0,154	150	15,8	0,194	185	18,8	0,159

Примечание. Индуктивные сопротивления воздушных линий распределительных сетей находятся обычно в пределах 0,35 + 0,42 Ом/км; для практических расчетов можно принимать 0,4 Ом/км.

Таблица П-2

Средние значения сопротивлений стальных проводов (для приближенных расчетов)

Марка провода	Среднее значение сопротивления, Ом/км		Марка провода	Среднее значение сопротивления, Ом/км	
	активное г	внутреннее индуктивное хвн		активное г	внутреннее индуктивное хвн
ПС-95	1,7	0,2	Ж-6	9,0	4,6
ПС-70	2,1	0,5	ПСО-5 (Ж-5)	11,0	5,6
ПС-50	3,4	0,8	ПСО-4 (Ж-4)	13,0	5,6
ПС-35	4,5	1,2	ПСО-3,5	17,0	5,6
ПС-25	6,2	1,4			

Примечание. Наружное индуктивное сопротивление X_H для практических расчетов принимается равным 0,4 Ом/км.

Таблица П-3

Активные и индуктивные сопротивления трехжильных 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	—
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	—

Таблица П-4

Сопротивление $\frac{1}{3} z_T^{(1)}$ масляных трансформаторов новых типов с низким напряжением 400–230 В (выпускаемых с 1967 г.)

Мощность трансформатора, кВ·А	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3} z_T^{(1)}$, приведенное к напряжению 400 В, Ом	Мощность трансформатора, кВ·А	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3} z_T^{(1)}$, приведенное к напряжению 400 В, Ом
1. Схема соединений звезда-звезда с выведенной нейтралью			2. Схема соединений треугольник-звезда с выведенной нейтралью		
25	6 и 10	1,04	400	6 и 10	0,019
40	6 и 10	0,65	630	6 и 10	0,014
63	6 и 10	0,41	1000	6 и 10	0,009
	20	0,38	1600	6 и 10	0,006
100	6–35	0,26	3. Схема соединений звезда-зигзаг с выведенной нейтралью		
160	6–35	0,16	25	6 и 10	0,3
250	6–35	0,1	40	6 и 10	0,19
400	6–35	0,065	63	6 и 10	0,12
630	6–35	0,042	100	6 и 10	0,075
1000	6 и 10	0,027	160	6 и 10	0,05
	35	0,0255	250	6 и 10	0,03
1600	6 и 10	0,018		20 и 35	0,043
	35	0,017			

Примечание. Для трансформаторов с низким напряжением 230–127 В указанное в таблице сопротивление должно быть уменьшено в 3 раза.

Таблица П-5

Сопротивления $\frac{1}{3} Z_T^{(1)}$ масляных и сухих трансформаторов

(выпускавшихся до 1967 г.)

со схемой соединения обмоток звезда-звезда с выведенной нейтралью с низшим напряжением 400-230 В

Тип трансформатора	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3} Z_T^{(1)}$, приведенное к напряжению 400 В, Ом
<i>1. Масляные трансформаторы</i>		
ТМ-100	6 и 10	0,27
ТСМА-100	6 и 10	0,26
ТМА-100, ТСМ-100/35	35	0,255
ТСМА-160	6 и 10	0,16
ТМ-180, ТМА-180	6 и 10	0,15
ТМ-180, ТМА-180	35	0,14
ТСМА-250	6 и 10	0,104
ТМ-320, ТМА-320	6 и 10	0,085
ТМ-320, ТМА-320	35	0,08
ТМАФ-400, ТМ-400/10-63	6 и 10	0,065
ТМ-560, ТМА-560, ТАМ-560/10	6 и 10	0,05
ТМ-560, ТМА-560	35	0,045
ТМ-630	6 и 10	0,038
ТМАФ-630, ТМЗ-630/10А	6 и 10	0,043
ТМ-750, ТАМ-750/10	6 и 10	0,036
ТМ-1000, ТМАФ-1000, ТМ-1000/10-63, ТАМ-1000/10	6 и 10	0,027
ТМ-1000/35А	20 и 35	0,026
<i>2. Сухие трансформаторы</i>		
ТС-180/10, ТСЗ-180/10А	6 и 10	0,15
ТС-320/10, ТС-320/10А	6 и 10	0,085
ТС-560/10, ТС-560/10А	6 и 10	0,05
ТС-750/10, ТС-750/10А	6 и 10	0,036
ТС-1000/10, ТС-1000/10А	6 и 10	0,027

Таблица П-6

Технические данные реле РТВ

Тип реле	Приводы типов ПП-61 и ПП-67			Выключатель типа ВМПП-10		
	уставка тока, А	потребляемая мощность, В·А, при якоре		уставка тока, А	потребляемая мощность, В·А, при якоре	
		опущенном	втянутом		опущенном	втянутом
РТВ-I и РТВ-IV	5	44	112	5	35	80
	6	36	101	6	40	84
	7,5	41	118	7	45,6	95
	10	40	113	8	45	92
				9	40,5	99
РТВ-II и РТВ-V	10	40	114	10	45	75
	12,5	40	114	12	49	80,4
	15	44	125	14	53	82,5
	17,5	45	125	16	51	80
				18	49,5	82,9
20				50	81	
РТВ-III и РТВ-VI	20	37	107	20	44	74,5
	25	41	116	22	46	80,5
	30	44	126	24	49	85
	35	52	142	27	55	88
				30	60	96,3
			35	70	109	

Таблица П-7

Сопротивления вторичной обмотки некоторых типов трансформаторов тока в омах

Тип трансформатора тока	n_T	Класс обмотки	R_{2T}	X_{2T}	Z_{2T}
ТПЛ-10	5/5-300/5	P	0,22	0	0,22
		0,5	0,18	0,22	0,29
ТВЛМ-10	20/5-600/5	P	0,24	0,45	0,51
		0,5	0,18	0,44	0,47
ТОЛ-10	50/5-300/5	P	0,166	0	0,166
		0,5	0,114	0	0,114
<u>ТВТ-35/10</u> ТВТ 35-I	75/5	-	0,02	0	0,02
	100/5	-	0,026	0	0,026
	150/5	-	0,05	0,23	0,23
	200/5	-	0,1	0,42	0,42
	300/5	-	0,15	0,25	0,29
<u>ТВТ-35М</u> ТВТ 35-III	200/5	-	0,105	0,15	0,183
	300/5	-	0,158	0,3	0,34
<u>ТФНД-35М</u> ТФЗМ 35Б-I VI	15/5-600/5	P ₁ , P ₂	0,45	0	0,45
		0,5	0,42	0	0,42
<u>ТВТ-110</u> ТВТ 110-I	100/5	-	0,056	0,21	0,22
	150/5	-	0,084	0,13	0,16
	200/5	-	0,11	0,39	0,41
	300/5	-	0,167	0,44	0,47
	400/5	-	0,222	0,37	0,43
<u>ТФНД-110М</u> ТФЗМ 110Б-I VI	50/5-100/5	P ₁ , P ₂	0,45	0	0,45
		0,5	0,33	0	0,33
	400/5; 800/5	P ₁ , P ₂	0,52	0,39	0,65
		0,5	0,5	0	0,5

Примечание. В первой графе в числителе указаны старые, а в знаменателе новые обозначения типов трансформаторов тока по ГОСТ 7746-78.

Таблица П-8

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 $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$ (ГОСТ 12965-85)

$S_{\text{ном. тр.}}$ МВ·А	Значение u_k , %, между обмотками	
	ВН-СН	ВН-НН
<i>1. Двухобмоточные трансформаторы</i>		
6,3	-	10,58/11,72
10,0	-	10,49/11,73
16,0	-	10,09/11,05
25,0	-	10,44/11,34
40,0	-	10,35/11,02
63,0	-	-
<i>2. Трансформаторы с расщепленной обмоткой</i>		
ТРДН-25	-	19,4/20,4
ТРДН-40	-	18,84/20,12 ($u_{k\text{ср}}=20\%$)
<i>3. Трехобмоточные трансформаторы</i>		
6,3	9,94/11,07	17,08/18,28
10,0	10,75/11,77	17,68/19,04
16,0	10,11/11,28	17,14/18,57
16,0	-	-
25,0	9,95/10,78	17,49/18,30
40,0	9,95/11,05	18,22/18,85
40,0	-	-

Примечания. 1. Для всех указанных трансформаторов $U_{\text{ном.ср}} = 115$ кВ; $U_{\text{ном.мин}} = 96,6$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = -16\%$); $U_{\text{ном.макс}} = 133,4$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = +16\%$); значения напряжения короткого замыкания при среднем напряжении регулируемой обмотки (115 кВ) $u_{k\text{ср}} = 10,5\%$, или (17 - 17,5 %).

2. В числителе указаны значения $u_{k\text{мин}}$, соответствующие $\Delta U_{РПН} = -16\%$; в знаменателе - $u_{k\text{макс}}$, соответствующие $\Delta U_{РПН} = +16\%$.

3. Значения u_k между обмотками СН и НН примерно 6 или 6,5% независимо от напряжения (ответвления) регулируемой обмотки ВН.

Таблица П-9

Расчетные значения напряжения короткого замыкания на крайних ответвлениях регулируемой обмотки 35 кВ, отнесенные к номинальной мощности трансформатора и напряжениям соответствующих крайних ответвлений, при $\Delta U_{рпн} = \pm 9\%$ (ГОСТ 11920-85)

$S_{\text{ном. тр}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	Положение ответвлений	$U_{\text{ном}} \text{ ответвлений, кВ}$	$u_k, \%$
1-2,5	Крайнее -	31,85	6,85
	Среднее	35,00	6,50
	Крайнее +	38,15	6,00
4 и 6,3	Крайнее -	31,85	8,6
	Среднее	35,00	7,5
	Крайнее +	38,15	7,0

ПРИЛОЖЕНИЕ II

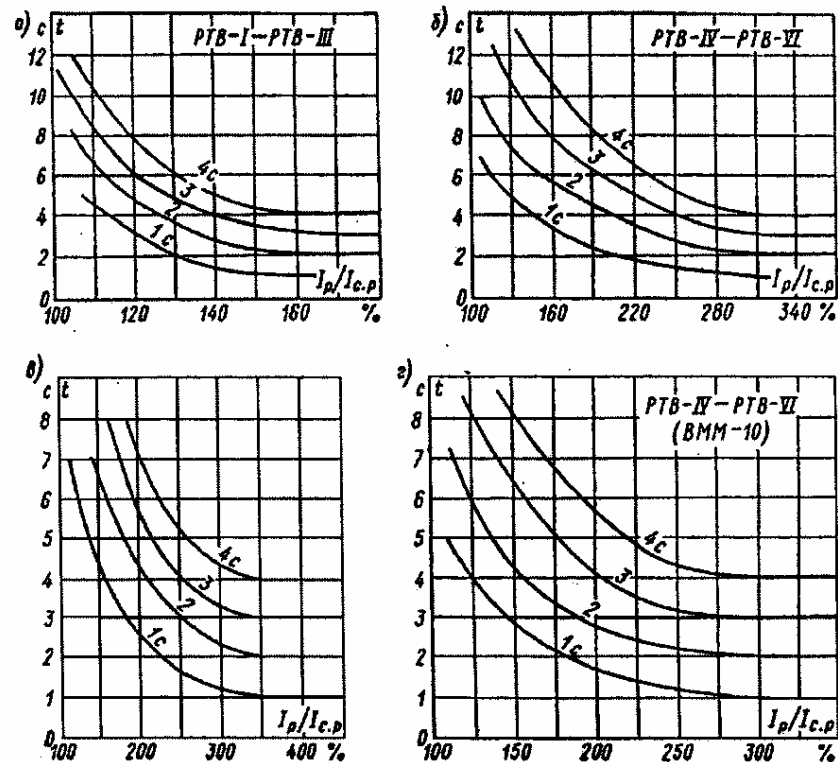


Рис. П-1. Характеристики токовых реле $t_p = f(I_p / I_{c.p})$: а и б - реле типа РТВ рижского завода «Энергоавтоматика» (приводы типа ПП-61, ПП-67); в - реле типа РТВ объединения «Электроаппарат»; г - реле типа РТВ в приводе выключателя типа ВММ-10

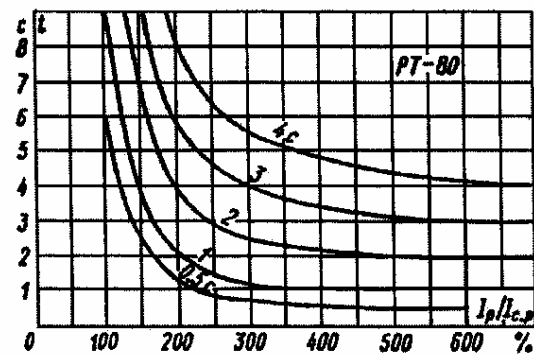


Рис. П-2. Характеристики $t_p = f(I_p / I_{c.p})$ реле типа РТ-80 (ИТ-80)

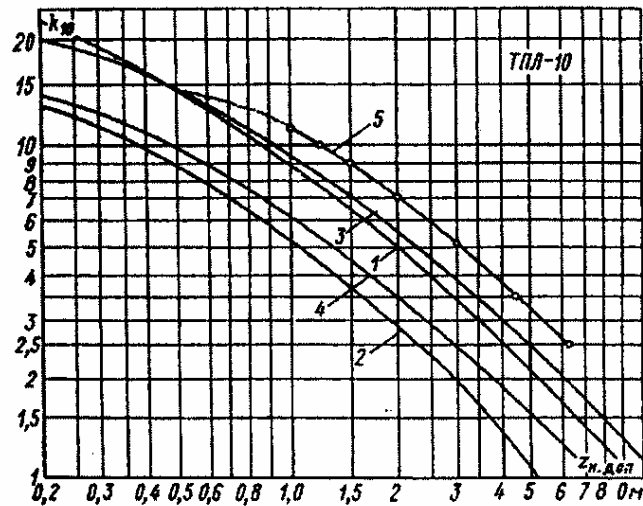


Рис. П-3. Кривые предельных кратностей трансформаторов тока типа ТПЛ-10: 1 – для $n_T = 5/5 + 300/5$ класса Р; 2 – для $n_T = 5/5 + 300/5$ класса 0,5; 3 – для $n_T = 400/5$ класса Р; 4 – для $n_T = 400/5$ класса 0,5; 5 – суммарная для последовательного включения обмоток классов Р и 0,5 ($n_T = 5/5 + 300/5$), построена путем суммирования $Z_{н.доп}$ при одних и тех же значениях k_{10} по кривым 1 и 2

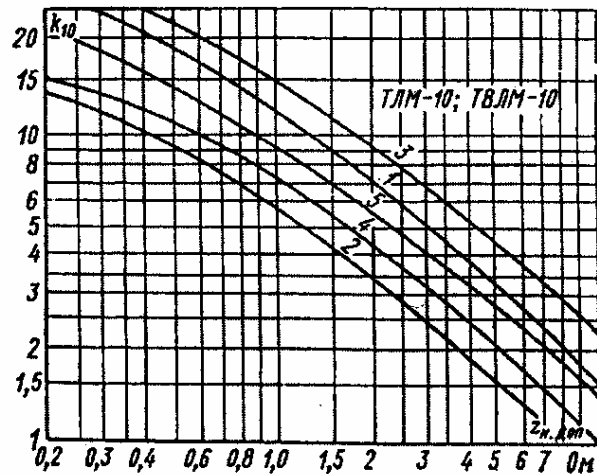


Рис. П-4. Кривые предельных кратностей трансформаторов тока типа ТЛМ-10 и ТВЛМ-10: 1 – класса Р при $n_T = 50/5 + 300/5$ и $1000/5$ (ТЛМ) и $20/5 + 300/5$, $600/5$, $1000/5$ (ТВЛМ); 2 – класса 0,5 при $n_T = 50/5 + 300/5$ (ТЛМ) и $20/5 + 300/5$, $600/5$ (ТВЛМ); 3 – класса Р при $n_T = 400/5 + 800/5$ и $1500/5$ (ТЛМ, ТВЛМ); 4 – класса 0,5 при $n_T = 400/5 + 800/5$ и $1000/5$ (ТЛМ, ТВЛМ); 5 – класса 0,5 при $n_T = 1500/5$ (ТЛМ, ТВЛМ)

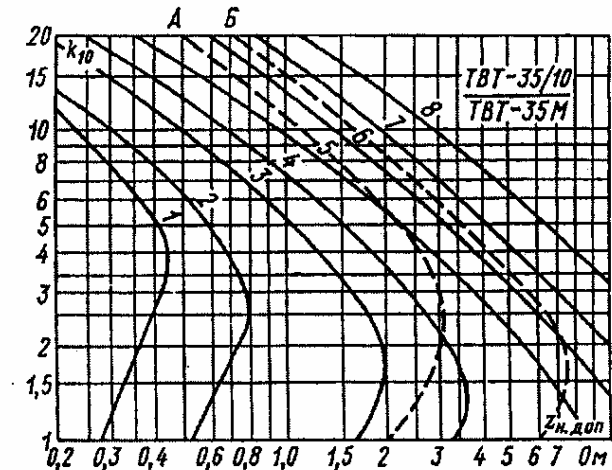


Рис. П-5. Кривые предельных кратностей встроенных трансформаторов тока типа ТВТ-35/10 (новое обозначение ТВТ 35-I) – сплошные кривые, типа ТВТ-35М (новое обозначение ТВТ 35-III) – штриховые кривые.

Для ТВТ 35-I: 1 – при $n_T = 150/5$, 2 – $200/5$, 3 – $300/5$, 4 – $400/5$, 5 – $600/5$, 6 – $750/5$, 7 – $1000/5$, 8 – $1500/5$; для ТВТ 35-III: А – при $n_T = 200/5$, Б – $300/5$

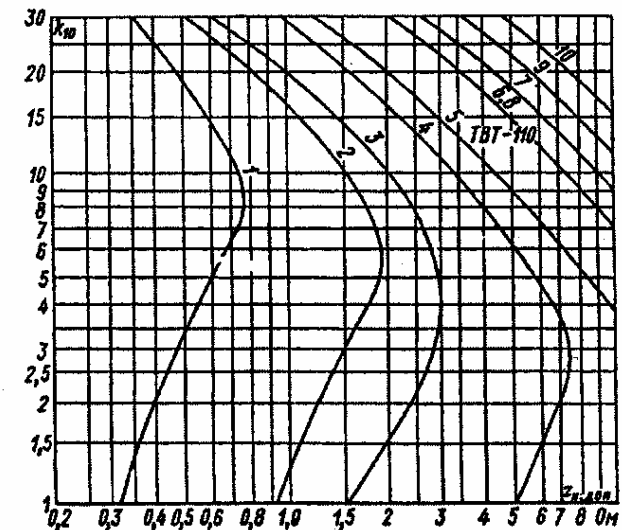


Рис. П-6. Кривые предельных кратностей встроенных трансформаторов тока типа ТВТ-110 (новое обозначение ТВТ 110-I): 1 – при $n_T = 100/5$, 2 – $150/5$, 3 – $200/5$, 4 – $300/5$, 5 – $400/5$, 6 – $600/5$, 7 – $750/5$, 8 – $1000/5$, 9 – $1500/5$, 10 – $2000/5$

При вторичном номинальном токе 1 А значения $Z_{н.доп}$ умножаются на 25

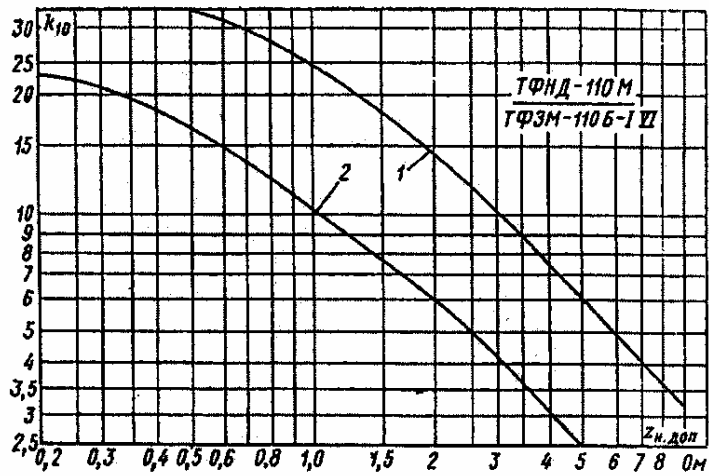


Рис. П-7. Кривые предельных кратностей выносных трансформаторов тока типа ТФНД-110М (новое обозначение ТФ3М 110Б-1 VI) при $n_T = 50/5, 100/5$ и $400/5, 800/5$ I – класса P; 2 – класса 0,5

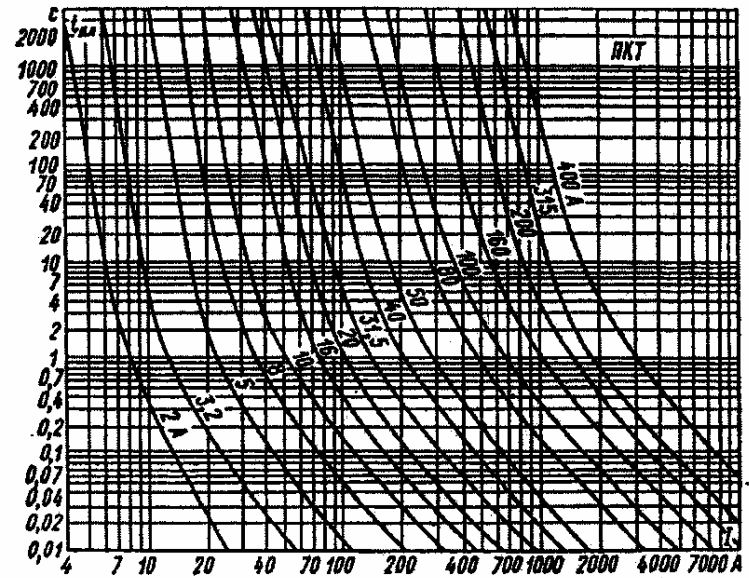


Рис. П-9. Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 6 кВ с номинальными токами отключения 20 и 40 кА

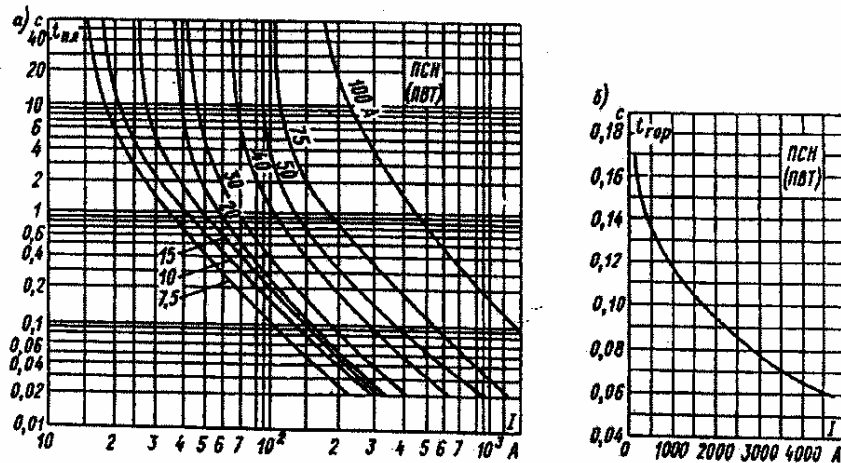


Рис. П-8. Времятоковые (защитные) характеристики плавких предохранителей типа ПСН (новое наименование ПВТ): зависимость времени плавления $t_{пл}$ (а) и времени горения дуги $t_{гор}$ (б) от ожидаемого тока I

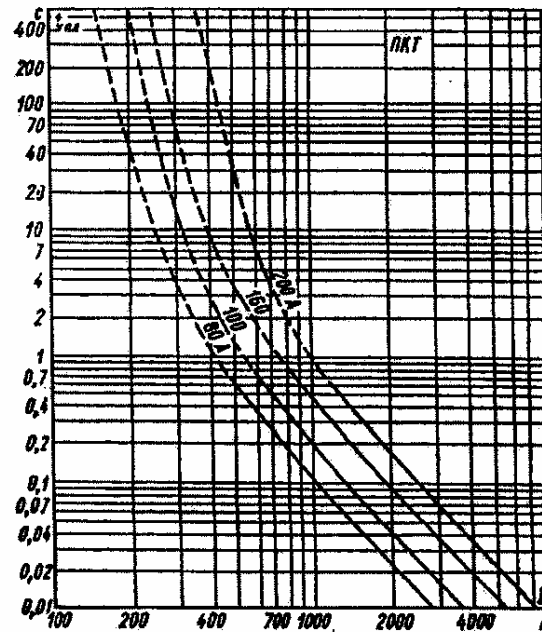


Рис. П-10. Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 6 кВ ПКТ103-6-80 и 100 А, ПКТ104-6-160 и 200 А с номинальным током отключения 31,5 кА. Конец штриховой части характеристики соответствует минимальному току отключения

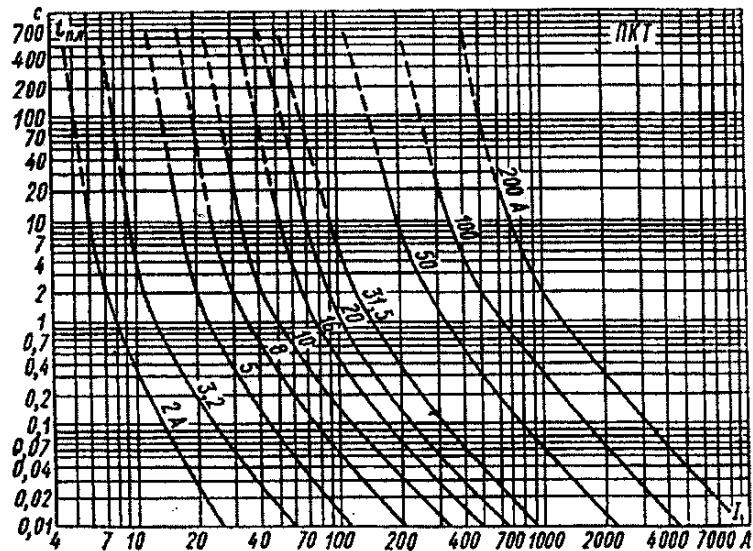


Рис. П-11. Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ с номинальным током отключения 12,5 кА. Концы штриховой части характеристики соответствует минимальному току отключения

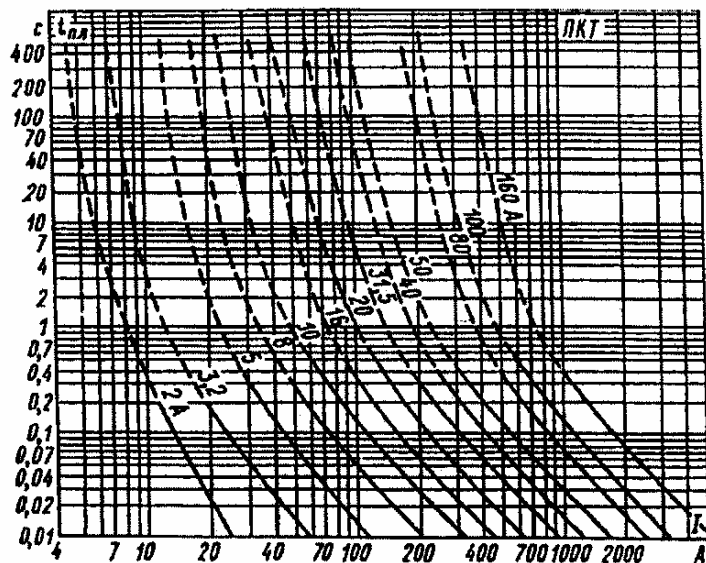


Рис. П-12. Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ с номинальными токами отключения 20 и 31,5 кА. Концы штриховой части характеристики соответствует минимальному току отключения

ПРИЛОЖЕНИЕ III

В 2001 г. кафедрой РЗА ПЭИПК был издан сборник материалов «100 лет релейной защите» [35]. Две статьи из сборника, имеющие непосредственное отношение к тематике этой книги, помещаются здесь с небольшими сокращениями.

Ю.С. Беляков,
кандидат технических наук
АО «Карелэнерго»

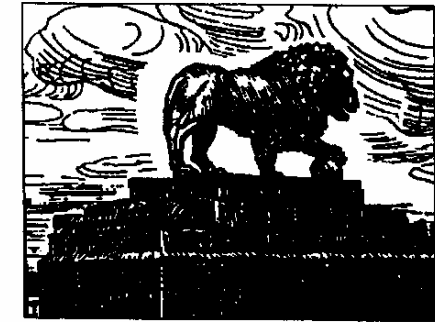
История расчетов аварийных режимов в XX веке

История расчетов аварийных режимов в электроустановках трехфазного переменного тока берет начало от первой электропередачи, созданной Михаилом Осиповичем Доливо-Добровольским. На гидроэлектростанции около города Лауфена (Германия) был смонтирован трехфазный генератор 300 л.с., повысительный трансформатор, линия электропередачи напряжением 15 кВ/ междуфазных, понизительный трансформатор и приемник – в виде трехфазного двигателя. Налицо

были все основные элементы современных систем электроснабжения. В их числе были смонтированы и *устройства защиты* трехфазной линии электропередачи. История первого срабатывания первого защитного устройства трехфазной системы такова. Еще при проектировании линии электропередачи общественность высказала опасение относительно безопасности линии при каких либо ее повреждениях. Поэтому вместо предложенного М.О. Доливо-Добровольским напряжения 28 – 30 кВ было дано добро только на напряжение 15 кВ. Несмотря на это, после окончания строительства власти городов, вблизи которых проходила эта линия, запретили ее включение, потребовав дополнительных доказательств ее безопасности. И тогда автор пошел на рискованный эксперимент. После подачи напряжения, в месте пересечения этой линии с железной дорогой был искусственно оборван провод. Сразу после касания рельса проводом М.О. Доливо-Добровольский подошел к нему и на глазах многочисленных официальных представителей коснулся его голой рукой. Можно с нынешних позиций техники безопасности осуждать действия Доливо-Добровольского, но нельзя не восхищаться его смелостью и уверенностью в том, что защита, сконструированная им, отключит поврежденную линию! Трудно представить более наглядную демонстрацию необходимости защитных устройств и эффективности их действия.

Сто лет релейной защите

Сборник материалов



Санкт-Петербург
2001

По мере развития трехфазных систем электроснабжения в XX веке стала развиваться и техника релейной защиты, на первом этапе основанная на принципе реагирования на увеличение тока, протекающего через защищаемый элемент. Почти сразу встал вопрос о том, как отличить токи, определяемые нагрузкой, от токов, которые определяются повреждением элементов электроснабжения. Другими словами, возникла необходимость рассчитать ток короткого замыкания. Развитие техники релейной защиты и теории расчета токов короткого замыкания шли параллельно, взаимно стимулируя свое совершенствование. Действительно, оказалось, что все параметры устройств релейной защиты базируются на расчетах токов короткого замыкания. Чем сложнее устройство, тем больше параметров требуется от расчетов. И вот уже стало одним из недостатков, потребовались другие электрические величины, такие как напряжения, фазовые соотношения, сопротивления и т.п. Такие расчеты уже нельзя называть расчетами токов короткого замыкания, это название сохранилось как условное, с пониманием того, что рассчитывается целый комплекс электрических величин, связанных с коротким замыканием. Первые попытки расчета сразу же показали, что это задача непростая, что требуется глубокое изучение всех электромагнитных процессов, связанных с началом и протеканием процесса короткого замыкания, включая процессы в электрических генераторах, двигателях, трансформаторах, линиях электропередачи.

Интересно отметить, что еще в 1900 году, когда во многих странах (в том числе и в России) уже существовали многочисленные трехфазные системы электроснабжения, фактически не существовала теория расчета токов короткого замыкания. Выбор оборудования производился «на глазок», например, выключатели выбирали примерно с трехразовым запасом по отношению к номинальному току, примерно также выбирались и защитные устройства. При этом наблюдалось значительное количество повреждений различного оборудования, что не могло не вызвать озабоченности энергетиков.

Теоретическая база расчетов в тот период была готова только частично. Принципиальные законы расчета электрических цепей были уже известны, Г.Р. Кирхгоф еще в 1845 году сформулировал два основных закона расчета сложных электрических схем, он же положил начало расчету переходных процессов. Следует заметить, что анализ электрических цепей положил начало интенсивному развитию теории графов – одному из разделов математики – топологии, которая в дальнейшем сама стимулировала развитие теории электрических цепей.

Работая над системой трехфазного переменного тока, М.О. Доливо-Добровольский начал использовать векторные диаграммы для изображения трехфазных токов и напряжений. В 1893 году на международном электротехническом конгрессе американский электротехник Ч.П. Штейнмец показал возможность использования комплексных чисел для описания электрических величин переменного тока. Все эти достижения готовили базу для расчета токов короткого замыкания. Однако до 1900 года все переходные процессы рассматривались на основе дифференциальных уравнений, и переменный ток также рассматривался как непрерывный переходный процесс. При этом известный ученый Г. Ми, изучая процессы распространения гармонического колебания вдоль проводов круглого сечения, обнаружил, что понятия емкости и индуктивности не имеют самостоятельного значения, а входят в некоторые функции, в которые входит также частота гармонического колебания. Говоря современным языком, он ввел понятие реактивного индуктивного и реактивного емкостного сопротивлений.

К 1909 году была разработана теория протекания тока в земле, что оказалось важным для анализа несимметричных коротких замыканий. Однако до 1930 года все

расчеты переходных процессов велись, выражаясь современным языком, в фазных координатах, так в книге, изданной в Берлине в 1926 году, все расчеты проводимостей и сопротивлений, а также токов и напряжений производятся для каждой фазы отдельно, что значительно усложняло проведение расчетов. Особенно эти трудности становятся понятными, если учесть возможности вычислительной техники того времени.

Перелом произошел к 1930 году, когда американский ученый Фортеस्कью предложил несимметричную и нескомпенсированную систему векторов представлять в виде геометрической суммы двух симметричных и скомпенсированных векторов и одной нескомпенсированной системы одинаково направленных векторов. Применительно к трехфазным несимметричным электрическим цепям эти идеи развили Вагнер и Эванс, а применительно к расчету токов короткого замыкания – Вагнер и Щедрин. Этот метод впоследствии был назван методом симметричных составляющих (название не совсем точное, поскольку третья система векторов не является симметричной). Первые две системы векторов были названы составляющими прямой и обратной последовательности, а третья – составляющей нулевой последовательности. Преимущества такого метода расчета несимметрии оказались неоспоримыми, и он вошел в практику расчетов практически мгновенно. Упрощающая суть этого метода заключается в том, что все трудности, связанные с нескомпенсированным магнитным полем линий электропередачи и других элементов электрической системы, сводятся в одну болевую точку – нулевую последовательность, для которой были предложены понятные практикам методы расчета протекания тока в земле и методы расчета взаимной индукции. Это на порядок сократило объем расчетов несимметричных коротких замыканий. Вместе с этим следует заметить, что метод симметричных составляющих даже сегодня недоиспользуется. Так, например, большие резервы имеет использование симметричных составляющих в комплексной форме, включая ввод в программы расчетов ТКЗ комплексных коэффициентов трансформации. Освоение комплексных коэффициентов трансформации для трансформаторов тока и напряжения также принесло бы немалую пользу. К сожалению, разработчики современных программ не вполне понимают значение этих вопросов, а энергосистемы не проявляют должной активности.

Длительное время основными вычислительными инструментами была бумага с карандашом вместе с логарифмической линейкой. Модели постоянного тока сыграли выдающуюся роль в расчетах ТКЗ, но не столько в качестве инструмента, который позволял в упрощенной форме, но зато оперативно получать необходимые данные. Гораздо большую роль они сыграли как прообразы будущих кибернетических моделей электрических систем. Был осмыслен вопрос моделирования электрических процессов и границ их приемлимости, сформулировано понятие модели как конкретного воплощения абстрактных математических и философских понятий моделей. Наконец, с их помощью были сформулированы требования к новому поколению моделей: моделям переменного тока. Однако, они не получили широкого распространения, поскольку были достаточно сложны, занимали много места, изготавливались по индивидуальному заказу некоторых крупных энергосистем. Но несомненна их роль в формировании требований к созданию будущих моделей.

Следующий этап – это появление вычислительной техники, которая позволила создать такие программы, которые могли рассчитать токи (а заодно и другие электрические величины), возникающие при коротких замыканиях. Первые опыты далеко не все были удачными, отчасти из-за недостаточной мощности ЭВМ первых поколений, а отчасти и от сложности решения таких задач. Например, пришлось отказаться от метода контурных токов, позволяющего достаточно просто учитывать взаимную индукцию и продольные несимметрии и взять за основу метод узловых

напряжений, который оказался в целом более эффективен. По мере роста возможностей ЭВМ совершенствовались и программы. Институт Энергосетьпроект (Москва), институт электродинамики (Киев), Новосибирский институт Энергосетьпроект, ряд других учебных и научно-исследовательских институтов создали теоретическую базу и реальные программы расчета ТКЗ в электрических системах. Однако, следует сказать, что современные ЭВМ позволяют создать уже в настоящее время такие программы (по сути математические модели), которые в значительной степени можно было бы назвать изоморфными, т.е. взаимно-однозначно отображающими изучаемые процессы. Важнейшим шагом в этом направлении была бы стыковка программ расчета потоковраспределения и устойчивости с программами расчета ТКЗ.

Симметричные составляющие получили распространение не только в расчетах ТКЗ, но и в практике релейной защиты в виде соответствующих фильтров симметричных составляющих.

Наряду с методом симметричных составляющих была создана теория расчета несимметричных режимов с помощью несимметричных составляющих, однако она широкого распространения в практике расчетов не получила. Это объясняется несколькими причинами. Эта теория позволяет избавиться от комплексных коэффициентов трансформации при расчете некоторых сложных видов несимметрии или сложных схем замещения (АТ + РТ с продольно-поперечным регулированием), но современные методы, программы и вычислительные средства позволяют решать эти задачи без их применения.

Сейчас физические модели постоянного и переменного тока ушли в историю. Их место прочно заняли цифровые методы расчета на базе программ и соответствующих ЭВМ, мощность которых постоянно растет, что открывает безграничные возможности по совершенствованию программ расчета электрических режимов и в частности расчета ТКЗ. Возникает вопрос, что понимать под совершенствованием. Можно говорить об организации программ, о способах общения ЭВМ с человеком. Но не менее необходимо говорить и о содержании программ будущего. Не вдаваясь в детали, можно выразить главную мысль: при создании программ нового поколения должен реализовываться принцип максимального соответствия расчетных электрических величин реальным, в частности с использованием оперативной и ретро информации.

Наступивший новый век и третье тысячелетие ставят новые грандиозные задачи перед энергетиками и в общем комплексе решения этих задач роль специалистов по противоаварийному управлению будет возрастать. Для того, чтобы не отстать от общего прогресса в области расчетов ТКЗ, специалисты энергосистем должны сами формулировать требования к программам нового поколения, а не ждать того, что принесут им в готовом виде.

М.А. Шабад, кандидат технических наук

Что писали о релейной защите много лет назад ...

Начало развития релейной защиты, как важной области электроэнергетики, совпало с началом XX века. Какими путями шло развитие релейной защиты (РЗ) в первые десятилетия ушедшего века мы можем узнать из книги «Реле и релейная защита», написанной Виктором Ивановичем Ивановым в 1930-31 годах. Эта первая в СССР монография по РЗ была выпущена в 1932 г. издательством «Энергоиздат» в Ленинграде тиражом 10 тысяч экземпляров.

В Предисловии автор сообщает следующие ценные сведения.

«Первая Всесоюзная конференция по передаче больших мощностей на большие расстояния, состоявшаяся в апреле 1931 г. в Ленинграде, в ряде докладов показала, что выдвигаемое экономикой сооружение сверхмощных электрических станций на местах источников дешевой энергии и объединение их с помощью мощных высоковольтных магистралей в одну общую сеть технически вполне возможно... Наши будущие системы и даже системы уже существующие ставят серьезные задачи по защите их. *Только та система, которая достаточно хорошо защищена, гарантирует удовлетворительную работу.* Эксплуатирующий современную систему инженер тогда только может хорошо ею управлять, когда, кроме прочих знаний, имеет ясное представление об ее релейной защите. Необходимость иметь представление о применяемых в настоящее время защитах резко ощущается нашими инженерами и техниками.

Предлагаемая книга есть краткое изложение основ релейной защиты, читанных автором в виде лекций и лабораторных занятий в Электротехническом и Электромеханическом институтах и на Курсах повышения квалификации инженеров Энергоцентра. Материал в значительной степени проверен более чем пятилетней эксплуатацией защит в системе Электроток в Ленинграде (ныне Ленэнерго).

Недостаток времени и размер книги не позволили рассмотреть конкретные примеры защиты сетей и различные случаи из эксплуатационной практики. Незатронутыми остались вопросы, близко соприкасающиеся с релейной защитой: работа трансформаторов тока и напряжения в защитах, теория расчета коротких замыканий, метод симметричных координат, фильтры для симметричных составляющих, работа регуляторов напряжения, вопросы устойчивости систем в связи с защитой и т.д. ... Виктор Иванов»

К этому Предисловию в виде пояснения следует добавить, что упомянутые Курсы повышения квалификации инженеров Энергоцентра впоследствии превратились в ПЭИПК Минэнерго РФ, и наша кафедра РЗА продолжает эту работу в части релейной защиты.

«Релейная защита, как и другие области техники, может быть условно разделена на несколько составляющих ее частей:

- принципы выполнения;
- аппаратура для реализации этих принципов;
- методы использования реальных типов аппаратуры в различных электрических сетях и на электростанциях (проектирование и выбор характеристик, наладка и эксплуатация).»

Монография В.И. Иванова является бесценным свидетельством высокого научно-технического уровня развития релейной защиты начала ушедшего XX века.

В первой части автор рассматривает различные типы реле, выпускавшиеся в большинстве иностранными фирмами. Многие из этих фирм продолжают работать в области РЗ и в наше время: Сименс, ASEA и BBC (ныне объединенные в ABB), Вестингауз, AEG, а некоторые, когда-то знаменитые, ушли в историю: Вилкерс, Метро-Керс и др. Но наряду с иностранными фирмами в это время уже действуют и отечественные производители реле: «Электроаппарат» в Ленинграде, ВЭО (всесоюзное электротехническое объединение, харьковский завод РМЗ).

Приведем текст из монографии по вопросу классификации реле:

«1. *Реле тока* или *амперное реле*, действующее начиная с определенной величины тока. Оно может быть максимальным или минимальным.

2. *Реле напряжения*, действующее начиная с определенного напряжения. Может быть максимальным или минимальным (реле нулевого напряжения).

3. *Дифференциальное реле*, действующее от разности токов, напряжений и т.д.

4. *Реле мощности*, действующее начиная с определенной мощности. Оно может быть максимальным или минимальным.

5. *Реле направления или обратное реле*, действующее от изменения направления тока, мощности, напряжения (реле обратной полярности) и перемены направления вращения фаз.

6. *Реле обрыва фаз*, действующее при потере напряжения одной из фаз.

7. *Реле частоты*, реагирующее на изменение частоты.

8. *Температурное реле*, действующее при определенной температуре.

9. *Дистанционное реле* - его выдержка времени соответствует расстоянию до места короткого замыкания - точнее полному сопротивлению (импедансу) или реактивному сопротивлению (реактансу) - реле импедансное или реактансное.

10. *Реле специальные*, например, Бухгольца (газовое).»

Таким образом, основные принципы выполнения устройств РЗА, были уже разработаны в начале прошлого века. Интересно, что осталась неизменной с тех пор и классификация реле «по способу их питания и по воздействию их на масляник» (выключатель): реле по способу питания разделяются на первичные и вторичные.

Первые питаются непосредственно от той сети, которую защищают, а вторые - через соответствующие трансформаторы тока или напряжения.

По способу воздействия на масляный выключатель реле разделяются на: реле непосредственного действия и реле косвенного действия или реле с оперативным током.

У первых подвижная часть реле непосредственно, механически связана с выключающим устройством масляника, и реле должно производить значительную работу. У вторых подвижная часть только замыкает или размыкает контакты, которые с помощью проходящего через них тока производят отключение масляника. Работа реле в этом случае незначительна.

Недостатки реле прямого действия, отмеченные проф. В.И.Ивановым, не преодолены, к сожалению, и до сих пор, хотя работы в этом направлении ведутся многими фирмами, использующими достижения современной техники.

При рассмотрении многочисленных типов реле максимального тока автор приводит и схемы релейной защиты с выключением выключателя от трансформаторов тока, широко известные и сейчас как схемы с дешунтированием электромагнитов отключения выключателя.

Не претерпела изменения и классификация времятоковых характеристик токовых реле: независимые, зависимые, ограниченно зависимые. При этом автор справедливо отмечает, что «только умелый подбор характеристик может гарантировать селективность действий реле» смежных участков при коротких замыканиях. Это указание особенно актуально в наше время **цифровых** токовых реле, в которых записано **несколько** (шесть и более) различных времятоковых характеристик, и только умелый выбор **одной** из них, а также соответствующий выбор уставок тока и времени гарантируют селективную и быструю работу защиты при коротких замыканиях.

Ряд фирм (Сименс-Шукерт, ASEA, AEG, Метро-Викерс и русское ВЭО) делает токовые электромагнитные реле мгновенного действия с поворотным якорем, а также реле индукционного типа с вращающимся диском, как токовые, так и реле «обратной» мощности, т.е. направленные (фирма Броун-Бовери-BBC).

Из многих вариантов выполнения индукционных дисковых реле максимального тока с короткозамкнутым витком (фирм GEC, BBC, русское ВЭО - реле типа РМЗ) и

обратнозависимой времятоковой характеристикой автор отмечает, как одно из лучших, дисковое реле типа RI фирмы ASEA (Швеция).

Конструкция реле RI почти без изменений дошла до наших дней и по-прежнему реле этого типа выпускаются в ряде стран, в том числе в России на Чебоксарском электроаппаратном заводе ЧЭАЗ под названием РТ-80 (ранее ИТ-80). Год рождения реле RI совпадает с началом XX века. Оригинальным, как пишет В.И.Иванов, у RI является постоянное вращение диска и сцепление его во время срабатывания с выключающим механизмом.

Описание реле РТ-80 приводится во многих изданиях, в том числе в методическом пособии кафедры РЗА «Электромеханические реле и схемы максимальных токовых защит», автор С.С.Сарычев. Образцы реле - долгожителя типа RI фирмы ASEA и типа РТ-80 российского завода ЧЭАЗ представлены в лаборатории кафедры РЗА ПЭИПК.

Семейство времятоковых характеристик реле RI представлено и в цифровых реле ABB/ASEA серий SPACOM и RE_500, выпускаемых в настоящее время, а также в цифровых реле других фирм.

Отдельный раздел книги называется «Испытание, регулировка и уход за реле». Здесь описываются также переносные установки для регулировки реле.

Особый интерес для эксплуатационного персонала всех служб релейной защиты страны представлял накопленный производственный опыт Релейной службы Электроток (ныне Ленэнерго). В книге В.И.Иванова, который был тесно связан с релейщиками Ленэнерго даже будучи профессором ЛЭТИ, приводятся образец протокола наладки и проверки токового реле, схемы для регулировки разных реле, схемы проверки основных схем трансформаторов тока и напряжения. Эти положения не потеряли ценности до сих пор и входят в действующие ныне инструктивные материалы по РЗ.

Во второй части монографии проф. В.И.Иванова под названием «Релейная защита» дается краткий обзор схем защит генераторов, трансформаторов, сетей (отдельно от междуфазных КЗ и от замыканий на землю, дистанционные защиты), а также моторов. В этих разделах есть много ценных сведений и решений, не потерявших значения в наши дни. На современной элементной базе РЗ некоторые решения могут быть воплощены в жизнь со значительно большим эффектом, чем на электромеханических принципах того времени.

В заключение В.И.Иванов отмечает, «что лучшим методом контроля правильности действий защиты и вообще ее удовлетворительности для данной системы является метод статистический, дающий возможность вывести процентное отношение количества правильных, неправильных и неясных действий к общему количеству действий реле. Эти цифры могут быть установлены за один год, за месяц и за одну аварию по всем типам реле, с указанием причин неправильных действий». Пользуясь таким статистическим методом, можно видеть, каковы наиболее слабые места защиты, где требуется улучшить регулировку или дополнить защиту, или придти к заключению о ее негодности и о необходимости подыскать новую. Таким образом, можно иметь 80-85% правильных действий реле и выше.

«Параллельно с этим можно вести статистику недоданных киловатт-часов от аварий в системе. Тогда можно оценить значение неправильных действий реле в различных частях системы и выяснить наиболее ответственные участки защиты, на которые должно быть обращено наибольшее внимание. В деле бесперебойности электроснабжения релейная защита играет большую роль. Незначительная сама по себе авария (пробой кабеля) при неудовлетворительной защите может повести к дорогостоящему перерыву электроснабжения абонентов, и наоборот, более

значительное повреждение более важного участка сети при хорошей защите может для абонента пройти совершенно незаметно.»

Таким образом, автор справедливо указывает на необходимость технико-экономических обоснований затрат на РЗА, исходя в первую очередь из возможностей снижения размеров ущерба у потребителей из-за «недоданных киловатт-часов». В этой книге см. главу 4 «Автоматизация распределительных сетей и ее экономическое обоснование», а также [12].

Монография ленинградского профессора В.И.Иванова (1900-1964 гг.) в течение десятилетий была настольной книгой релейщиков СССР. Она заканчивается следующими словами: «**Будущее потребует более совершенных защит, принципы в основном останутся те же**». Последующие годы доказали справедливость этих слов.

Не менее интересным печатным изданием того времени был СЭТ – справочник электротехника, вышедший в 1929–1930 гг. в издательстве КУБУЧ в Ленинграде. Авторами этого издания были профессор и преподаватели Политехнического института (ныне Санкт-Петербургский Государственный Технический Университет). Во втором томе СЭТ (издан в 1930 г.) помещены: отдел № 10 «Короткие замыкания в электрических системах сильного тока» (автор Н.Н.Щедрин, впоследствии выпустивший ряд фундаментальных трудов по этой тематике) и отдел № 11 «Релейная защита электрических установок» (автор В.В.Голов).

В разделе «Релейная защита» рассмотрены общие принципы РЗ, защита генераторов, трансформаторов, электродвигателей и элементов распределительных сетей. Из «Указателя литературы» мы можем узнать о том, что к этому времени в СССР уже был подготовлен проект стандарта на защитные реле, были изданы «Типовые схемы защиты электрического оборудования станций и сетей» (авторы П.Г.Грудинский, В.С.Кашталев, Л.Е.Соловьев), издана книга Р.Рюдинберга «Реле и релейная защита» (перевод с немецкого), а в США издан справочник «Relay Handbook» (1926 г.).

Требования к РЗ, перечисленные в СЭТ, сохранились до нашего времени: быстрдействие, селективность, надежность («точность действия»). Приведены характеристики максимальных реле тока, а сами реле, как аппараты, рассмотрены в другом разделе СЭТ (№ 5). Автор с оптимизмом отмечает, что «современные максимальные реле являются технически законченными типами; они достаточно просты, обладают высокой точностью действия и надежностью выполнения; характеристики их разнообразны, удобны и легко изменяемы».

О сетях среднего напряжения (3–35 кВ), работающих с изолированной нейтралью, в СЭТ сказано, что «токи замыканий при заземлении одного провода обычно не превышают номинального тока и не вызывают действия максимального реле. Поэтому в этом случае можно ограничиться установкой реле лишь на двух фазах (двухполюсная защита). Защита от междуфазовых коротких замыканий (двух- и трехполюсных) при этом вполне обеспечивается. Иногда и при изолированной нейтрали применяют реле на всех трех фазах (трехполюсная защита). Это дает резервное реле и обеспечивает более легкий переход к заземлению нейтрали, когда в этом оказывается необходимость.» К сожалению, это предложение не было реализовано, и в настоящее время практически на всех воздушных линиях 6 и 10 кВ трансформаторы тока установлены в двух фазах (А и С), что затрудняет перевод этих сетей в режим с резистивным заземлением нейтрали (при отсутствии кабельной вставки), целесообразность которого сейчас активно обсуждается.

Интересно описание «нулевой» и «максимально-нулевой» защит, принцип действия которых широко используется и в наше время. «Нулевая защита в простейшей форме может быть получена при помощи выключающей катушки напряжения,

удерживающей в сцепленном состоянии расцепитель масляного выключателя, который оттягивается пружиной. Катушка питается от трансформатора напряжения, включенного в защищаемую цепь. При падении напряжения оттягивающая сила пружины преодолевает силу втягивания электромагнита и происходит расцепление механизма масляного выключателя. При максимально-нулевой защите цепь выключающей катушки напряжения при нормальном режиме замкнута через контакты максимального реле. При действии максимального реле эта цепь размыкается, вызывая расцепление расцепителя. В простейших формах нулевая защита действует при падении напряжения ниже 40–50% номинального значения. Поскольку возникновение короткого замыкания сопровождается падением напряжения, наибольшим в точке короткого замыкания, нулевую защиту можно рассматривать как защиту от сверттока, реагентом которой является не сам свертток, но сопутствующий ему фактор – падение напряжения.»

Не имея возможности привести остальные интересные сведения из Справочника, сообщаем нашим читателям, что автор отдела «Короткие замыкания...» доктор техн. наук Николай Николаевич Щедрин был профессором кафедры «Электрические станции», которой в 2000 году исполнилось 80 лет!

За прошедшие годы учеными этой кафедры Петербургского Политехнического Университета выпущены ценные книги по РЗА (профессоры Г.М. Павлов, В.К. Ванин). Авторами многих учебных пособий, составляющих библиотеку релейщика кафедры РЗА ПЭИПК, являются выпускники этого Университета (прежнее название ЛПИ): А.М. Александров, А.В. Беляев, Ю.С. Беляков, Т.П. Полесницкая, В.Я. Шмурьев. Необходимо и вполне уместно отметить нынешнего Ректора ПЭИПК А.И. Таджибаева, автора многих книг по вопросам РЗА и смежных электроэнергетических дисциплин, который в большой степени способствует издательской деятельности кафедры РЗА ПЭИПК.

В заключение упомянем еще одну книгу по релейной защите, современный учебник г. Элмора (1994 г., США), в котором автор столь проникновенно пишет о релейной защите, что трудно оставить этот текст без внимания.

«Релейная защита – постоянно изменяющаяся и расширяющаяся наука, что восхищает даже тех, кто глубоко и всеобъемлюще вовлечен в эту науку, и в первую очередь, автора этой книги.»

Действительно, бросая ретроспективный взгляд на столетний путь релейной защиты в России и других странах, мы увидим результаты огромного труда релейщиков по созданию все более и более совершенной аппаратуры и современных методов ее использования для надежной защиты электрического оборудования. Широкое использование вычислительной техники настолько расширило возможности устройств релейной защиты, что они не только фиксируют короткое замыкание на линии электропередачи, но и определяют место повреждения (ОМП). Совмещение в одном современном микропроцессорном реле-терминале многих функций защиты, автоматики, управления, измерений, ОМП позволяет численно определить экономическую выгоду от использования этих терминалов как за счет уменьшения ущерба у потребителей из-за прекращения электроснабжения, так и за счет уменьшения размеров повреждения электрооборудования при аварийных ситуациях. Надо надеяться, что много лет бытовавшая фраза «релейная защита не имеет экономических аналогов» в новом столетии не будет соответствовать действительности.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: 2002.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – 15-е изд. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
3. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 1992.
4. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 1998.
5. Гельфанд Я.С. Релейная защита распределительных сетей. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
6. Голубев М.Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4 – 35 кВ. – М.: Энергия, 1985.
7. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд. – Л.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Шабад М.А. Согласование по чувствительности защит разных типов в распределительных сетях// Электричество. 1974. № 3. С.22–27.
9. Шабад М.А. Приближенный расчет токов КЗ и самозапуска для релейной защиты понижающих трансформаторов РПН 110 и 35 кВ распределительных сетей// Электрические станции. 1976. № 11. С. 63–66.
10. Шабад М.А. Проверка чувствительности защит на переменном оперативном токе с учетом погрешности трансформаторов тока// Энергетик. 1984. № 1. С. 25–27 и № 2. С. 25–27.
11. Овчинников В.В. Защита электрических сетей 0,4-35 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», Энергетик, 2002 – Ч. 1–2. (Библиотечка электротехника).
12. Шабад М.А. Стратегия автоматизации распределительных сетей в России и США и ее экономические обоснования// Энергетик. 2002. № 3. С. 23–24.

Библиотека релейщика (издания кафедры РЗА ПЭИПК)

13. Александров А.М. Дифференциальные защиты трансформаторов.
14. Александров А.М. Основы наладки и проверок устройств РЗА и вторичной коммутации.
15. Александров А.М. Выбор уставок защит асинхронных электродвигателей выше 1 кВ.
16. Александров А.М. Обзор руководящих материалов РАО «ЕЭС России» за 1990–2003 гг.
17. Александров А.М. Сарычев С.С. Дальнее резервирование в электрических сетях с помощью реле БРЭ-2801.
18. Беляев А.В. Противоаварийное управление в узлах нагрузки с синхронными двигателями. Беляев А.В., Эдлин М.А. Дальнее резервирование отказов защит и выключателей в сетях 0,4 кВ.
19. Беляев А.В. Вторичная коммутация в распределительных устройствах, оснащенных цифровыми РЗА.
20. Беляков Ю.С. Расчетные схемы замещения трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой и особенности расчета токов короткого замыкания с их учетом.
21. Беляков Ю.С. Математическое моделирование схем электрических сетей, методы расчетов аварийных режимов. Ч. 1–2.

22. Вагурина Р.А., Сарычев С.С. Элементная база статических реле защиты.
23. Ившин М.В., Шмурьев В.Я. Реле времени.
24. Небрат И.Л. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ.
25. Небрат И.Л. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты. Ч. 1–2.
26. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Выбор уставок дистанционных защит с реле БРЭ-2801.
27. Сарычев С.С. Электромеханические реле тока и схемы максимальных токовых защит.
28. Соловьев А.Л. Защита асинхронных электрических двигателей напряжением 0,4 кВ.
29. Шабад М.А. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты.
30. Шабад М.А. Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серий SPACOM и RE_5XX.
31. Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6–35 кВ.
32. Шабад М.А., Левуш Е.В. Изучение цифровых реле на ПК (программа «SIMULATOR»).
33. Шабад М.А. Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле.
34. Шабад М.А. Защита генераторов малой и средней мощности. Ч. 1–2.
35. Шмурьев В.Я. Статические реле тока и напряжения.
36. Шмурьев В.Я. Цифровые реле.
37. Шмурьев В.Я. Цифровая регистрация и анализ аварийных процессов в электроэнергетических системах.
38. 100 лет релейной защите: сборник материалов.
39. Семенов В.А. Англо-русский словарь по релейной защите.

Новые издания кафедры РЗА ПЭИПК

40. Беляков Ю.С. Актуальные вопросы определения мест повреждения воздушных линий электропередачи. 2007.
41. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. 2007.
42. Соловьёв А.Л. Методические указания по выбору характеристик и уставок защиты электрооборудования с использованием микропроцессорных терминалов серии SEPAM производства фирмы «Шнейдер Электрик» Ч.1–2. 2007.
43. Соловьёв А.Л. Защита генераторов малой и средней мощности терминалами «Сириус-ГС». 2007.
44. Соловьёв А.Л., Шабад М.А. Защита трансформаторов 6,3/0,4 кВ терминалами «Сириус». 2008.
45. Шабад М.А. Делительные защиты. 2007.

Оглавление

Предисловие	3
Введение	5
Глава первая. Расчеты защит линий 6 и 10 кВ сельских, городских и промышленных электросетей	14
§ 1.1. Основные условия расчета ступенчатых токовых защит линий от междуфазных КЗ	14
§ 1.2. Расчеты рабочих уставок максимальной токовой защиты линий (МТЗ)	16
§ 1.3. Расчет рабочих уставок ступенчатых токовых защит линий от междуфазных КЗ с цифровыми и аналоговыми реле	27
§ 1.4. Расчеты токовых отсечек	39
§ 1.5. Расчетная проверка пригодности трансформаторов тока (ТТ) по их погрешностям	46
§ 1.6. Расчет максимальных токовых защит от междуфазных КЗ с аналоговыми электромеханическими реле	72
§ 1.7. Расчеты релейной защиты от междуфазных КЗ на электромеханических реле для воздушных сетей 6 и 10 кВ в сельской местности	72
§ 1.8. Релейная защита городских кабельных сетей 6 и 10 кВ от междуфазных КЗ	108
§ 1.9. Релейная защита сетей 6 и 10 кВ промышленных предприятий от междуфазных КЗ	131
§ 1.10. Защита от однофазных замыканий на землю в распределительных сетях 6 и 10 кВ	139
Глава вторая. Расчеты защит понижающих трансформаторов	156
§ 2.1. Общие сведения	156
§ 2.2. Максимальная токовая защита без пуска по напряжению и токовая отсечка	156
§ 2.3. Максимальная токовая защита с пуском по напряжению	193
§ 2.4. Примеры расчета максимальной токовой защиты с пуском по напряжению	196
§ 2.5. Дифференциальная токовая защита трансформаторов (без торможения) ...	214
§ 2.6. Дифференциальная токовая защита с торможением	228
§ 2.7. Дифференциальная токовая отсечка	241
Глава третья. Расчеты защит одиночных линий 35 и 110 кВ	243
§ 3.1. Токовая отсечка и максимальная токовая защита одиночных линий 35 и 110 кВ	243
§ 3.2. Комбинированная отсечка по току и напряжению	253
§ 3.3. Дистанционная защита одиночных линий 35 кВ и 110 кВ с ответвлениями	256
§ 3.4. Максимальная токовая защита нулевой последовательности от КЗ на землю одиночных линий 110 кВ распределительных сетей	275
Глава четвертая. Автоматизация распределительных сетей и ее экономическое обоснование	287
§ 4.1. Общие сведения	287
§ 4.2. Автоматическое повторное включение	289
§ 4.3. Автоматическое включение резерва	295
§ 4.4. Делительные защиты (автоматика деления)	304
§ 4.5. Расчеты экономических обоснований автоматизации распределительных сетей	313
Приложение I	324
Приложение II	331
Приложение III	337

Об авторе



Михаил Абрамович Шабад – Заслуженный энергетик Российской Федерации, профессор, известный специалист по релейной защите и электроавтоматике. Награжден тремя медалями ВДНХ СССР.

Michael SHABAD – professor, Ph.D. (Tech.), Merit energyer of Russia, Head of chair of relay protection and automation of energy systems

М. А. Шабад – автор более 100 книг, брошюр и статей, в числе которых «Делительные защиты» (1967 и 2005 гг.) «Защита трансформаторов» (1981 г.), «Расче-

ты релейной защиты и автоматики распределительных сетей» – книга, выдержавшая три издания (1972, 1976, 1985 гг.), несколько брошюр, выпущенных в серии «Библиотека электромонтера» (Энергоатомиздат) и в серии «Библиотечка электротехника» – приложения к журналу «Энергетик» (1998 – 2006 гг.).

В настоящее время профессор «Релейная защита и автоматика электрических станций, сетей и энергосистем» Федерального государственного образовательного учреждения дополнительного образования Петербургского энергетического института повышения квалификации Минпромэнерго (ПЭИПК).

В учебных лабораториях кафедры релейной защиты ПЭИПК изучается традиционное и новейшее аппаратное и программное обеспечение защиты и управления электроустановками. На кафедре издается учебно-методическая литература. Ежегодно здесь повышают свою квалификацию более 500 электриков.

Учебное издание

ШАБАД Михаил Абрамович

**РАСЧЕТЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

Монография

Редактор Е.Б. Никанорова

Тираж 1000 экз.

ПЭИПК, 196135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23

