

SCAN

DVD

biblem

elektromonter

Библиотечка электротехника

— приложение к журналу “Энергетик”

Основана в июне 1998 г.

Выпуск 4 (112)

А. Л. Соловьев

ВЫБОР ХАРАКТЕРИСТИК И УСТАВОК ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ

(Часть 1)

Москва

НТФ “Энергопрогресс”, “Энергетик”

2008

УДК 621.316.1
ББК 31.279.1
С60

Главный редактор журнала “Энергетик” А. Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

“Библиотечки электротехника”

В. А. Семенов (*председатель*), И. И. Батюк (*зам. председателя*),
Б. А. Алексеев, К. М. Антипов, Г. А. Безчастнов, А. Н. Жулев,
В. А. Забегалов, В. Х. Ишкин, Ф. Л. Коган, В. И. Кочкарев,
Н. В. Лисицын, Л. Г. Мамиконянц, В. И. Пуляев, Ю. В. Усачев,
М. А. Шабад

Соловьев А. Л.

С60 Выбор характеристик и уставок защиты электрооборудования с использованием микропроцессорных терминалов (часть 1). — М.: НТФ “Энергопрогресс”, 2008. — 64 с.; ил. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу “Энергетик”; Вып. 4 (112)].

В части 1 рассмотрены методы и примеры выбора времятоковых характеристик и уставок ступенчатых защит сетей 6 — 35 кВ от междуфазных коротких замыканий концерна “Шнейдер Электрик” серии SE-РАМ. Рассмотрены варианты согласования терминалов SEРАМ с различными типами реле.

Предназначена для специалистов, работающих в области релейной защиты и системной автоматики, эксплуатирующих цифровые защиты серии SEРАМ.

Предисловие

Известная электротехническая фирма “Шнейдер Электрик” выпускает и поставляет в Россию различное электрооборудование и в том числе микропроцессорные (цифровые) реле-терминалы серии SEPAM.

Компания “Шнейдер Электрик” с 2000 г. приступила к выпуску новой серии микропроцессорных защит SEPAM 1000+. Применяемые при разработке этой серии технические решения позволили создать фактически универсальные устройства релейной защиты с широким спектром применения в сетях 6 — 35 кВ. Цифровые терминалы серии SEPAM 1000+ обладают всеми стандартными функциями микропроцессорных защит: измерением, релейной защитой, системной автоматикой, самодиагностикой, диагностикой работы коммутационного аппарата и сети, цифровым осциллографированием и имеют связь с системой АСУ по интерфейсу RS-485 с открытым протоколом MODBUS. Данные устройства имеют модульную конструкцию и программное формирование защит.

Применяя эти принципы при построении терминалов SEPAM, компания “Шнейдер Электрик” предлагает потребителю многофункциональные программируемые устройства для использования их в различных системах релейной защиты и системной автоматики. Таким образом, наладив производство трех типов электронных аппаратов: SEPAM серии 20, SEPAM серии 40 и SEPAM серии 80, компания “Шнейдер Электрик” выпускает целую серию надежных и простых в эксплуатации устройств. Снижение номенклатуры выпускаемой продукции позволило обеспечить более высокую надежность этих устройств. Терминалы SEPAM имеют 16 типов различных времятоковых характеристик. Это позволяет использовать реле для работы совместно с другими устройствами релейной защиты, включая электромеханические реле.

SEPAM серии 20 представляет собой терминал для использования в простых защитах одного присоединения, основанных на из-

мерении токов или напряжений, например защита воздушных линий со встроенным АПВ; защита вводов и фидеров подстанции от междуфазных КЗ и замыканий на землю; защита трансформаторов 6 — 10 кВ малой мощности от перегрузок (в том числе тепловая защита с учетом температуры окружающей среды и двумя группами уставок для разных режимов обдува); защита двигателей от внутренних повреждений и повреждений, зависящих от нагрузки с контролем режима пуска, включая защиту от перегрузок (в том числе термическая защита с учетом температуры окружающей среды и кривой холодного состояния, которую можно отрегулировать в соответствии с характеристиками двигателя). Устройства SEPAМ серии 20 В21 и В22 с модулями измерения напряжения применяются для контроля напряжения и частоты сети, обнаружения потери питания с помощью органов скорости изменения частоты (для распределительных устройств с генераторами).

SEPAМ серии 40 позволяет одновременно измерять токи и напряжения. Поэтому, в дополнение к функциям SEPAМ серии 20, реле SEPAМ серии 40 обеспечивает реализацию направленных защит. SEPAМ серии 40 позволяют выполнить защиты кольцевых сетей или сетей с вводами, работающими параллельно; защиты от замыканий на землю для сетей с глухозаземленной нейтралью, изолированной нейтралью и резистивным заземлением нейтрали. В серии 40 имеется редактор логических уравнений, позволяющий реализовывать различные функции автоматики. Цифровой осциллограф обеспечивает запись 12 аналоговых и 16 дискретных параметров на временном интервале до 20 с. В энергонезависимой памяти реле сохраняются подробный журнал последних 200 аварийных состояний и осциллограммы последних пяти аварийных режимов. Устройства серии 40 позволяют осуществлять технический учет электроэнергии.

SEPAМ серии 80 могут быть использованы для защиты любого электроэнергетического оборудования в сетях 6 — 35 кВ и силовых трансформаторов 110 (220) кВ. Устройства серии 80 обладают всеми необходимыми защитами, имеют большое число дискретных входов и выходных реле (в максимальном варианте — до 42 входов и 23 выходов), расширенный редактор логических уравнений, что позволяет применять эти терминалы в устройствах сложной системной автоматики. Терминалы SEPAМ серии 80 имеют возможность построения (по 30 точкам) и реализации пользовательской времятоковой характеристики для токовых защит. Цифровые терминалы SEPAМ серии 80 применяются для защиты генераторов

средней и большой мощности, трансформаторов 35 — 220 кВ, мощных синхронных и асинхронных двигателей, трансформаторных вводов напряжением 6 — 10 кВ. Функциональное назначение терминалов SEPAМ серии 80 и алгоритм работы системной автоматики определяются программным обеспечением сменного картриджа. В программу сменного картриджа также записываются все настройки и регулировки, выполненные пользователем. Заменой картриджа можно изменить назначение цифрового терминала. Для сохранения большого объема записанных осциллограмм аварийных процессов (при исчезновении оперативного питания) применяется литиевая батарея.

Какие функции и параметры срабатывания (уставки) выбрать и задействовать, чтобы стандартное заводское реле превратить в релейную защиту конкретной электроустановки? Ответам на эти практические вопросы и посвящена данная брошюра, предназначенная для пользователей цифровых реле-терминалов серии SEPAМ.

В брошюре по расчетам характеристик и уставок релейной защиты электроустановок с терминалами SEPAМ рассматриваются следующие вопросы:

1) времятоковые характеристики ступенчатых токовых защит сетей 6 и 10 кВ от междуфазных коротких замыканий и от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в терминалах SEPAМ, предназначенных для присоединений 6 — 35 кВ распределительных сетей России;

2) выбор рабочих уставок максимальной токовой защиты (МТЗ) по току и по времени при междуфазных КЗ и при ОЗЗ. Рассматриваются варианты использования различных типов реле (терминалов) на питающих и отходящих линиях в сочетаниях: SEPAМ — SEPAМ, SEPAМ — РТ-80 (РТВ), SEPAМ — SPAC и т.п., а также SEPAМ — ПКТ (предохранитель 6 или 10 кВ). Варианты ОЗЗ рассматриваются для разных режимов заземления нейтрали 6 (10) кВ. Приводятся примеры расчетов. Рассматриваются варианты выбора рабочих уставок по току и по времени для токовых отсечек, логической защиты шин 6 (10) кВ;

3) выбор рабочих уставок защит понижающих трансформаторов 6/0,4 и 10/0,4 кВ: токовой отсечки, МТЗ, защиты от ОЗЗ, защиты от КЗ на землю в сети 0,4 кВ;

4) ввод выбранных характеристик и уставок цифровых терминалов SEPAМ.

Расчеты уставок релейной защиты и автоматики электрооборудования в России и других странах имеют многолетние традиции, им

посвящен ряд изданий [1 — 6]. Современный расчетчик релейной защиты в России эти традиции должен учитывать при использовании российских и зарубежных устройств РЗА, в том числе новых микропроцессорных (цифровых) реле-терминалов серии SERAM.

**Замечания и пожелания по брошюре
просьба направлять по адресу:
115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23.
Редакция журнала “Энергетик”**

Автор

ГЛАВА ПЕРВАЯ

Выбор уставок защит линий 6 – 35 кВ

1.1. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ И СХЕМЫ СЕТЕЙ 6 – 35 КВ

Распределительные сети 6 – 35 кВ 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,

Таблица 1.1. Междупазные напряжения электрических распределительных сетей трехфазного тока 50 Гц

Напряжение, кВ		
номинальное	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

напряжения (табл. 1.1), 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.

Сети 6 — 35 кВ в России работают с изолированной или резонансно-компенсированной нейтралью. Они характеризуются малыми токами при однофазных замыканиях на землю, т.е. не более 30 А при напряжении 6 кВ и не более 20 А при напряжении 10 кВ. С середины 1990-х годов допускается [2] в сетях 6 и 10 кВ заземлять нейтраль 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 (в распределительных устройствах собственных нужд некоторых тепловых и атомных электростанций) и до 1000 А в новых городских кабельных сетях.

Что касается сетей напряжением до 1 кВ (в основном сетей 0,4 кВ), 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. При соединении обмоток по схеме Δ/Y при однофазном и трехфазном КЗ значения токов примерно одинаковы. При схеме Y/Y ток одно-

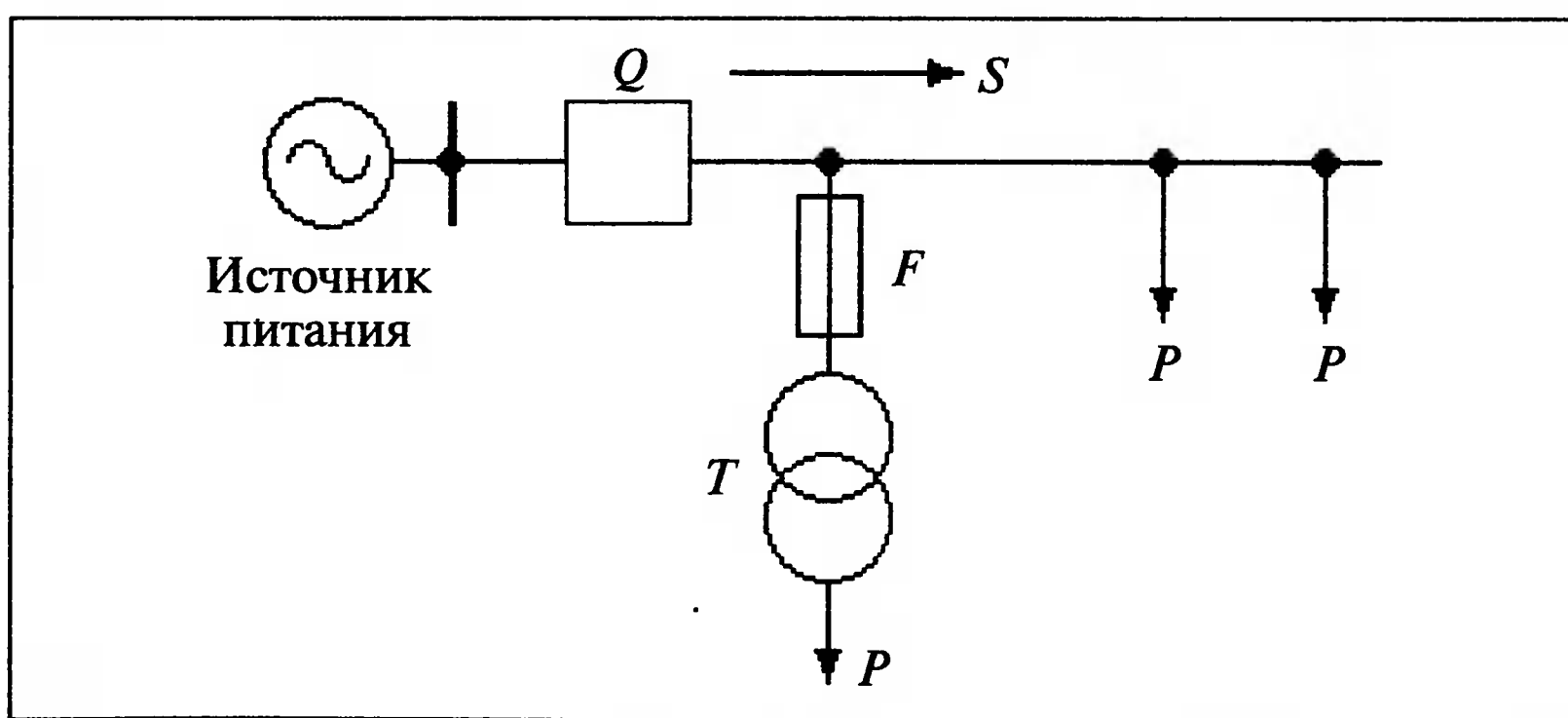


Рис. 1.1. Радиальная линия 6 или 10 кВ:

F — предохранитель; P — нагрузки; Q — выключатель; T — трансформатор; S — мощность

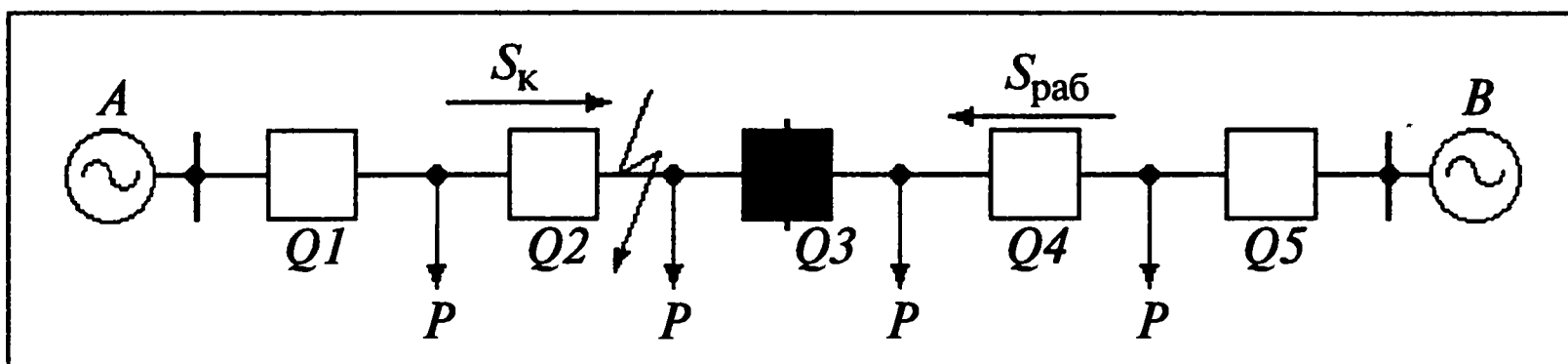


Рис. 1.2. Сеть 6 (10) кВ с двумя источниками A и B , работающими раздельно: $Q1 - Q5$ — выключатели

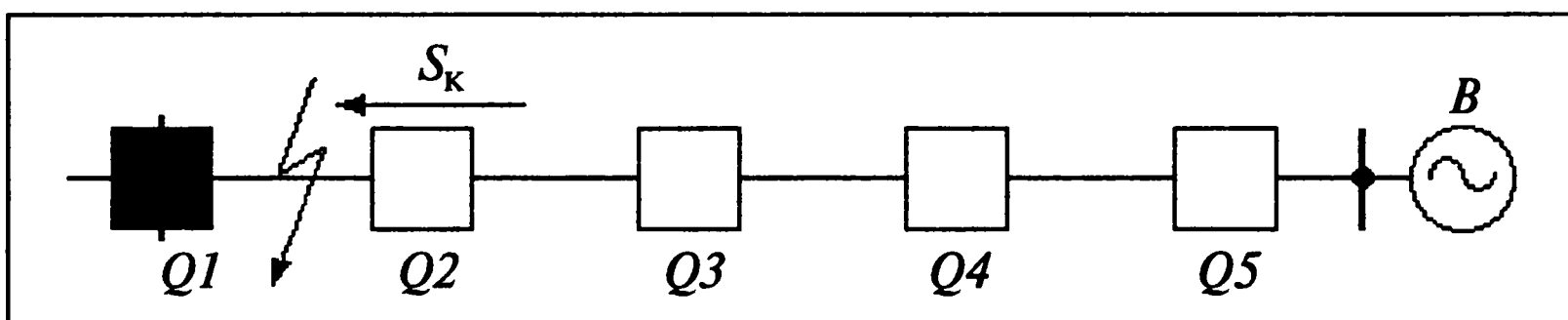


Рис. 1.3. Схема сети, представленной на рис. 1.2 в ремонтном или аварийном режиме

фазного КЗ может быть в 3 раза меньше, чем при трехфазном КЗ в этой же расчетной точке [9, 10].

Линии распределительных электрических сетей напряжением 6 и 10 кВ часто являются радиальными (рис. 1.1).

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. 1.2). В случае КЗ на участках $Q1 - Q2$ и $Q2 - Q3$ аварийная мощность (и ток) имеют направление от источника A к месту КЗ.

Однако в ремонтных и аварийных режимах возможен перенос раздела, например с выключателя $Q3$ на выключатель $Q1$ (рис. 1.3). При этом изменяется и направление потока мощности, например через пункт секционирования $Q2$, как в нормальном, так и в аварийном режиме, например при КЗ на участке $Q1 - Q2$. В этих режимах защита на пункте секционирования $Q2$ должна иметь другие уставки по току и по времени, отличные от уставок для нормального режима (см. рис. 1.2). Аналогично и на защите $Q4$ должно быть предусмотрено два набора уставок по току и по времени. Выбор уставок для этих защит производится дважды: один раз для нормального режима (см. рис. 1.2), второй раз для ремонтного или аварийного режима (см. рис. 1.3) или ему подобного, но с питанием от источника A при от-

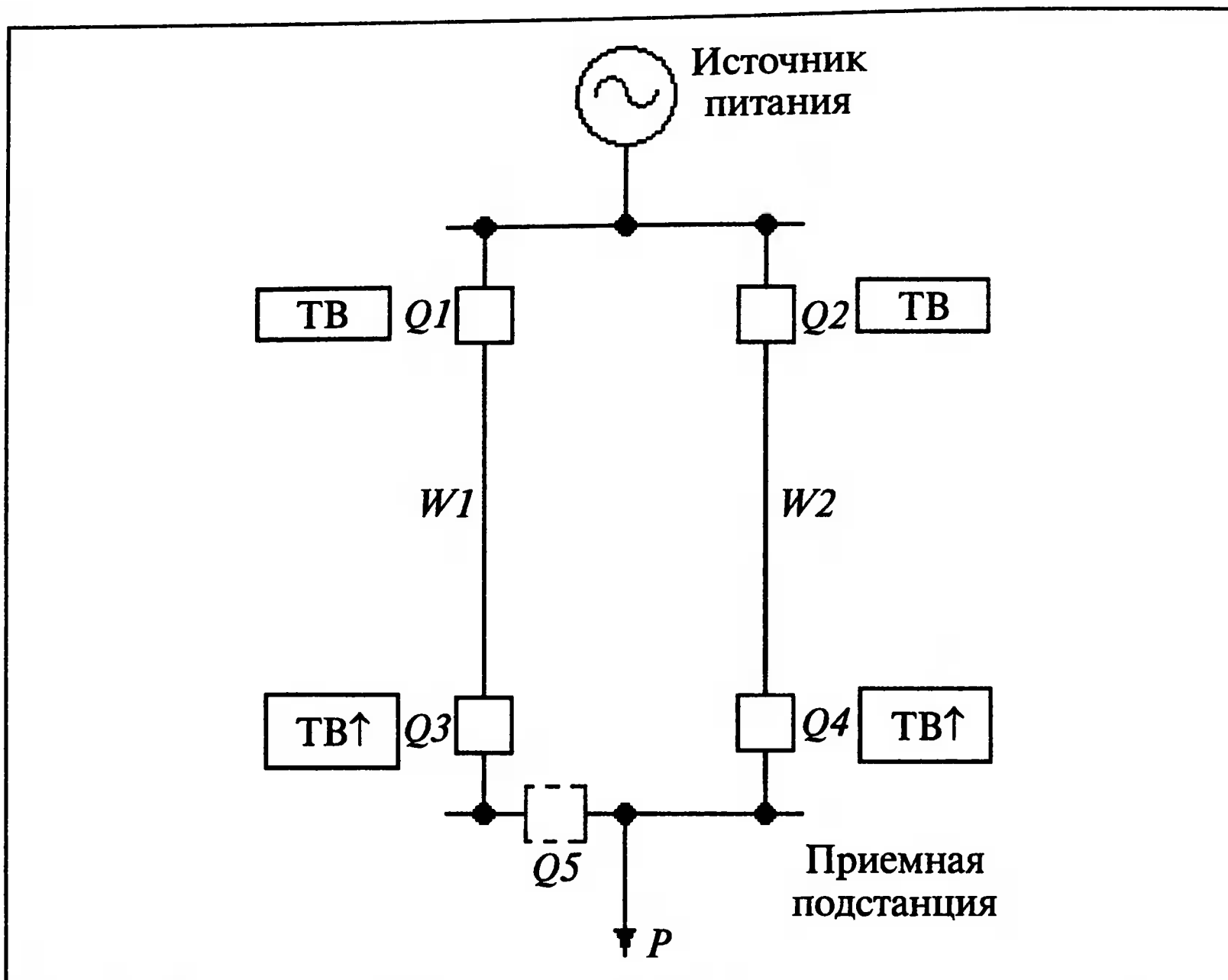


Рис. 1.4. Схема сети с двумя параллельно работающими линиями $W1$ и $W2$: $TB\uparrow$ — направленная токовая защита SEPAM; P — нагрузка

ключенном выключателе $Q5$. Однако в каждом из этих режимов линии рассматриваются как радиальные.

При расчетах уставок релейной защиты, таким образом, каждая из защит $Q1 - Q5$ рассматривается отдельно для всех режимов работы сети. Для оперативного изменения уставок релейных защит выключателей $Q2$ и $Q4$ (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 реле серии SEPAM имеется возможность использования двух или более наборов уставок. Например, для SEPAM S20 (при включении функции логической селективности) группа уставок A используется для выполнения логической селективности, а группа B — как временные уставки. В SEPAM серии 80 (с помощью редактора логических уравнений) при наличии восьми ступеней МТЗ можно реализовать до восьми наборов уставок.

В случаях параллельной работы двух линий (рис. 1.4) на приемных концах каждой из них (выключатели $Q2$ и $Q4$), как правило,

устанавливается токовая направленная защита с небольшой выдержкой времени ($T_B \uparrow$). При КЗ на одной из линий ее 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 $Q2$ и $Q4$, защита “слабой связи” на секционном выключателе $Q5$, который на рис. 1.4 показан штриховыми линиями). Терминалы SEPAM серий 40 и 80 имеют в своем составе направленные токовые защиты (код ANSI 67).

Понижающие трансформаторы распределительных сетей различаются мощностями, напряжениями и схемами соединения обмоток (стандартными являются схемы соединения $Y/\Delta-11$, $Y/Y/\Delta-0-11$, а также $Y/Y-0$ и $\Delta/Y-11$), диапазонами и способами регулирования напряжения, напряжениями КЗ (u_K , %). Защита трансформаторов выполняется в зависимости от этих данных.

1.2. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

Релейная защита элементов распределительных сетей должна соответствовать требованиям “Правил устройства электроустановок” [2], 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 сохранение бесперебойной работы неповрежденной части энергосистемы, 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).

Селективность (избирательность) — такое действие защиты, при котором автоматически отключается только поврежденный элемент электроустановки (трансформатор, линия, электродвигатель и т.п.).

Требования селективности и быстродействия наиболее просто удовлетворяются при использовании защит, обладающих абсолютной селективностью, как, например, дифференциальных защит трансформаторов, линий и других элементов энергосистемы. По принципу действия они не срабатывают при КЗ на смежных элемен-

тах 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 в целях 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 устойчивости работы энергосистемы или электроустановок потребителей определяется службами (группами) электрических режимов энергосистемы. 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 целостности 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 обратнозависимых время-токовых 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 отсут-

вии. 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 большую часть работающих реле, показывает, что, несмотря на проведение периодических трудоемких профилактических проверок, нет гарантии исправного состояния аналоговых реле. Цифровые реле SEPAM обладают функцией непрерывной диагностики.

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 [1] 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 дальнее 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.

Чувствительность релейной защиты — это ее способность реагировать на все виды повреждений и аварийные режимы, которые могут возникать в пределах основной защищаемой зоны и зоны резервирования. Оценка чувствительности основных типов релейных защит должна производиться с помощью коэффициентов чув-

ствительности, 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 [9].

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 [6]. Вместе с тем Правила [1] 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 применяется инструкция по учету действий РЗА, где оговариваются условия оформления возможных неправильных действий РЗА как заранее допущенных (издание 1990 г.).

1.3. 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, в том числе терминалов серии SEPRAM. 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 характеристик и уставок (настройка) РЗА производится в расчете на наихудший случай с учетом того, что неправильное действие РЗА может привести к нарушению электроснабжения. И даже притом, 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.

Для выполнения расчета релейной защиты (выбор рабочих характеристик и 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.п.;
- 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 [7].

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 ее защита будут называться предыдущими или нижестоящими (downstream), а другая линия (защита), расположенная ближе к источнику питания, —

последующей или вышестоящей (upstream). При расчете будут изменяться пары и названия элементов, т.е. та РЗ, которая была вышестоящей (последующей), может стать предыдущей в паре с РЗ питающей линии (трансформатора). Выбор уставок в такой сети 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.

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.

Необходимо комплексное рассмотрение вопросов релейной защиты и противоаварийной автоматики сети (АПВ, АВР, делительных устройств, автоматического секционирования) [6].

Немаловажное значение имеет оформление документации по РЗА.

Расчет уставок должен состоять, как правило, из следующих 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 характеристики, уставки и данные для регулировки (программирования терминалов).

Рекомендуется прикладывать к расчету схему сети с условными обозначениями типов устройств 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 терминалов (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 — еще 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 в соответствии с [7].

В примечании к заданию должны 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 расчета уставок для цифровых устройств SEPAM. Для цифровых терминалов SEPAM уставки рассчитываются и задаются в первичных величинах или в процентах номинальных значений (в зависимости от типа применяемых защит). Защиты SEPAM имеют две группы уставок, одна из которых может называться основной (*A*), другая — резервной (*B*). Перевод SEPAM с одной группы уставок на другую выполняется в режиме настройки терминала. Следует отметить, что в терминалах SEPAM группы уставок *A* и *B* реализуются только для токовых защит 50/51, 50N/51N, 67 и 67N/67NC.

1.4. ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ РАСЧЕТА СТУПЕНЧАТЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ КЗ

Микропроцессорные терминалы SEPAM обладают многими достоинствами: имеют простой ввод уставок, возможность работы в

составе АСУ, выполняют диагностику состояния выключателя, ведут осциллографирование аварийных процессов и др.

В числе достоинств цифровых реле — возможность выбора любой из нескольких времятоковых характеристик, записанных в памяти токового модуля. Пять типов обратозависимых времятоковых характеристик в цифровых реле SEPAM приняты по стандарту МЭК (IEC 60255-3), еще один повторяет характеристику электромеханического (индукционного) реле RI (Швеция, фирма ASEA, 1900-е годы). Также можно использовать фиксированное время срабатывания, т.е. время, которое не зависит от значения тока в реле при междуфазном КЗ (рис. 1.5). Наряду со стандартом МЭК в цифровых реле SEPAM использованы стандарты IEEE (C-37112), IAS.

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

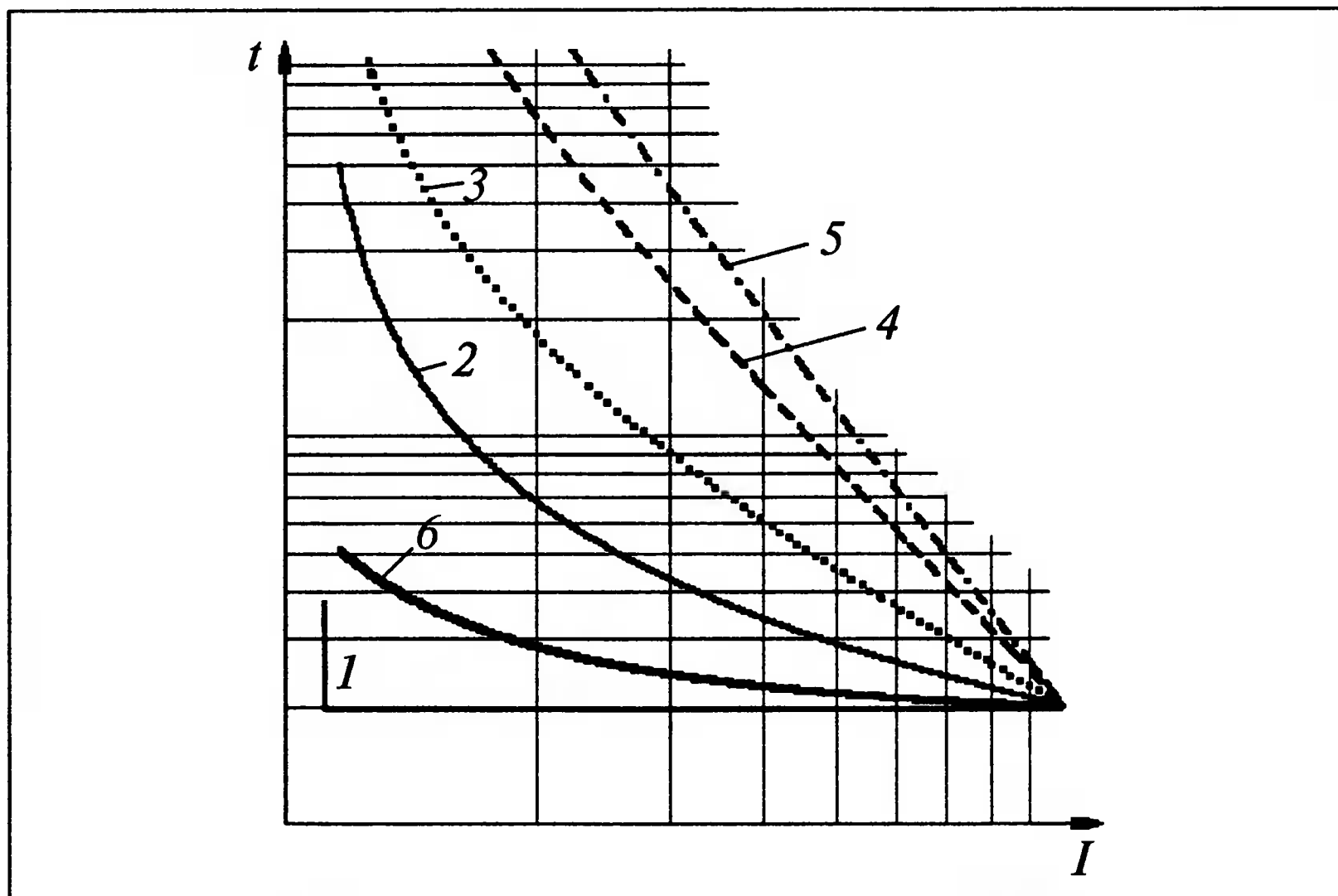


Рис. 1.5. Примеры времятоковых характеристик реле SEPAM:

1 — независимая выдержка времени (фиксированное время); 2 — стандартная обратозависимая выдержка времени SIT; 3 — очень обратозависимая выдержка времени VIT или LTI; 4 — чрезвычайно обратозависимая выдержка времени EIT; 5 — ультраобратозависимая выдержка времени UIT; 6 — RI

В технических описаниях цифровых реле, так же как и в стандартах МЭК, IEEE, IAS, времятоковые характеристики МТЗ заданы математическими формулами. Для построения этих характеристик в целях 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 цифровых реле и российских аналоговых реле РТВ-I, РТВ-II, РТВ-III, РТ-80, а также времятоковых характеристик российских плавких предохранителей типа ПКТ показал, что в большинстве случаев наиболее подходящими для России являются стандартная обратнозависимая, или нормальная, характеристика (МЭК) и ей подобные характеристики стандартов IEEE (умеренно обратнозависимая) и IAS (обратнозависимая). 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 SEPAM предусмотрена возможность выставления двух (*A* и *B*) 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 (четырёхступенчатой) МТЗ должны быть выбраны ток срабатывания и время срабатывания каждой ступени защиты, а МТЗ — обратнозависимая времятоковая характеристика или независимая характеристика времени срабатывания защиты (рис. 1.6).

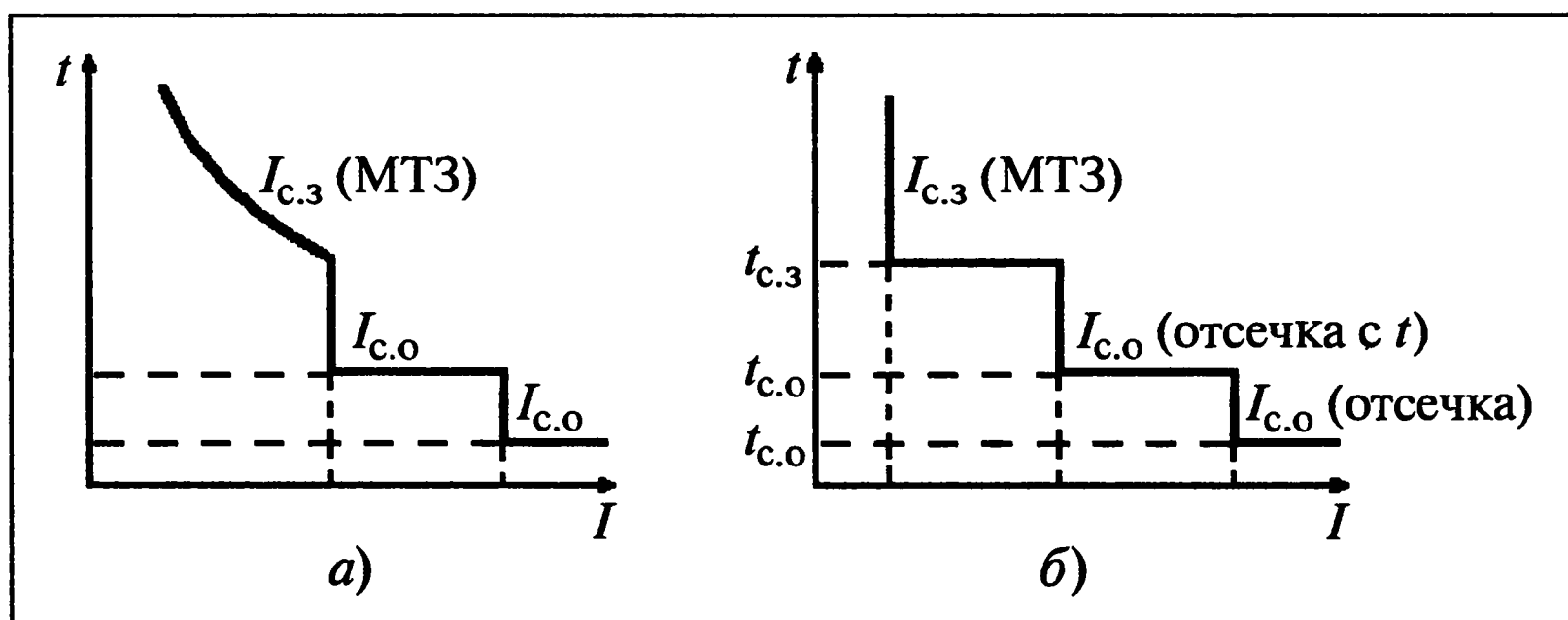


Рис. 1.6. Примеры времятоковых характеристик токовых защит

Традиционно все токовые реле защиты от междуфазных КЗ выполняются многоступенчатыми. 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 многоступенчатой токовой защиты в трехфазном исполнении требуется большое количество аналоговых реле. В цифровых реле эта защита размещается в одном модуле.

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 элементах (предыдущих или нижестоящих — downstream), выполняя функции дальнего резервирования.

Условные обозначения типов характеристик МТЗ в России:

$\boxed{T/V}$ — обратнозависимая от тока времятоковая характеристика (рис. 1.6, а);

\boxed{TV} — независимая времятоковая характеристика (рис. 1.6, б).

1.5. РАСЧЕТЫ РАБОЧИХ УСТАВОК МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ

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

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

- несрабатывания защиты $2PЗ$ при сверхтоках послеаварийных перегрузок, т.е. после отключения КЗ на предыдущем элементе (рис. 1.7);
- согласования чувствительности защит последующего и предыдущего элементов ($W2$ и $W1$ на рис. 1.7);
- 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 $W2$ выбирается по стандартному выражению:

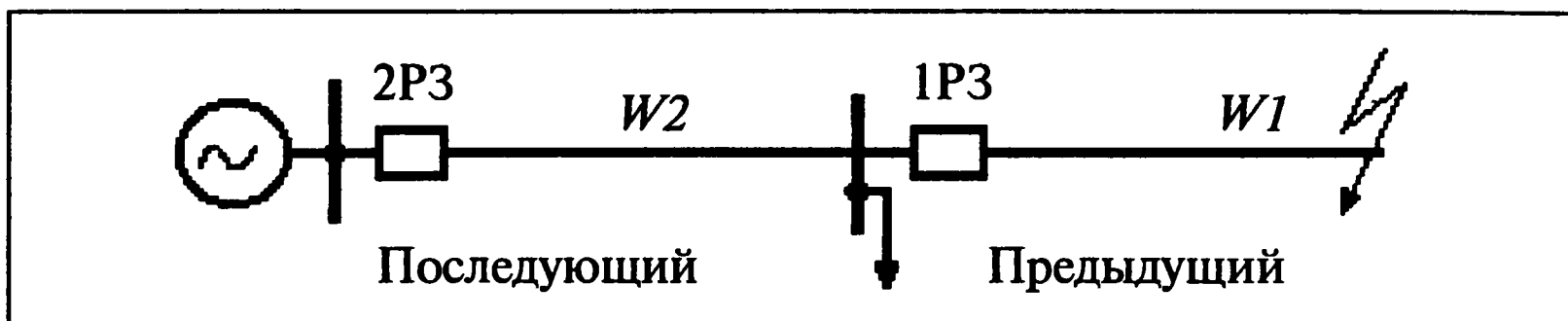


Рис. 1.7. Расчетная схема для выбора уставок релейной защиты (P3)

$$I_{с.з} = \frac{k_H k_{сзп}}{k_B} I_{\text{раб max}}, \quad (1.1)$$

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

Для цифровых реле SEPAM и подобных $k_H = 1,1$ и $k_B = 0,935 \pm 5\%$.

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 $I_{\text{раб max}}$ 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:

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

где $k_{\text{н.с}}$ — коэффициент надежности согласования, значения которого зависят от типа токовых реле и принимаются в пределах от 1,1 при согласовании терминалов SEPAM с реле типа РТ-40, РСТ, SEPAM и SPAC до 1,4 при согласовании SEPAM с реле прямого действия типа РТВ; k_p — коэффициент токораспределения, который учитывается только при наличии нескольких источников пита-

ния, а при одном источнике питания равен 1; $\sum_1^n I_{\text{с.з.пред max}(n)}$ — наи-

большая из геометрических сумм токов срабатывания максимальных токовых защит параллельно работающих предыдущих элементов n (рис. 1.8); при разнице между углами фазового сдвига напряжения и тока для всех предыдущих элементов n не более 50° допустимо арифметическое сложение вместо геометрического;

$\sum_1^{N-n} I_{\text{раб max}(N-n)}$ — геометрическая сумма максимальных значений

рабочих токов всех предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n); при практически однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение вместо геометрического, что создает некоторый расчетный запас [5]. Например, для каждой из предыдущих линий $W2 - W7$ (см. рис. 1.8) значения рабочего тока $I_{\text{раб max}} = 100$ А; ток срабатывания у защит линий $W5 - W7$, работающих параллельно ($n = 3$), одинаков: $I_{\text{с.з}} = 300$ А. Тогда ток срабатывания максимальной токовой защиты последующей линии $W1$ по условию (1.2) при $k_{\text{н.с}} = 1,1$ должен быть

$$I_{\text{с.з1}} \geq 1,1(3 \cdot 300 + 3 \cdot 100) \geq 1320 \text{ А.}$$

Установив такой ток срабатывания защиты последующей линии $W1$, 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.

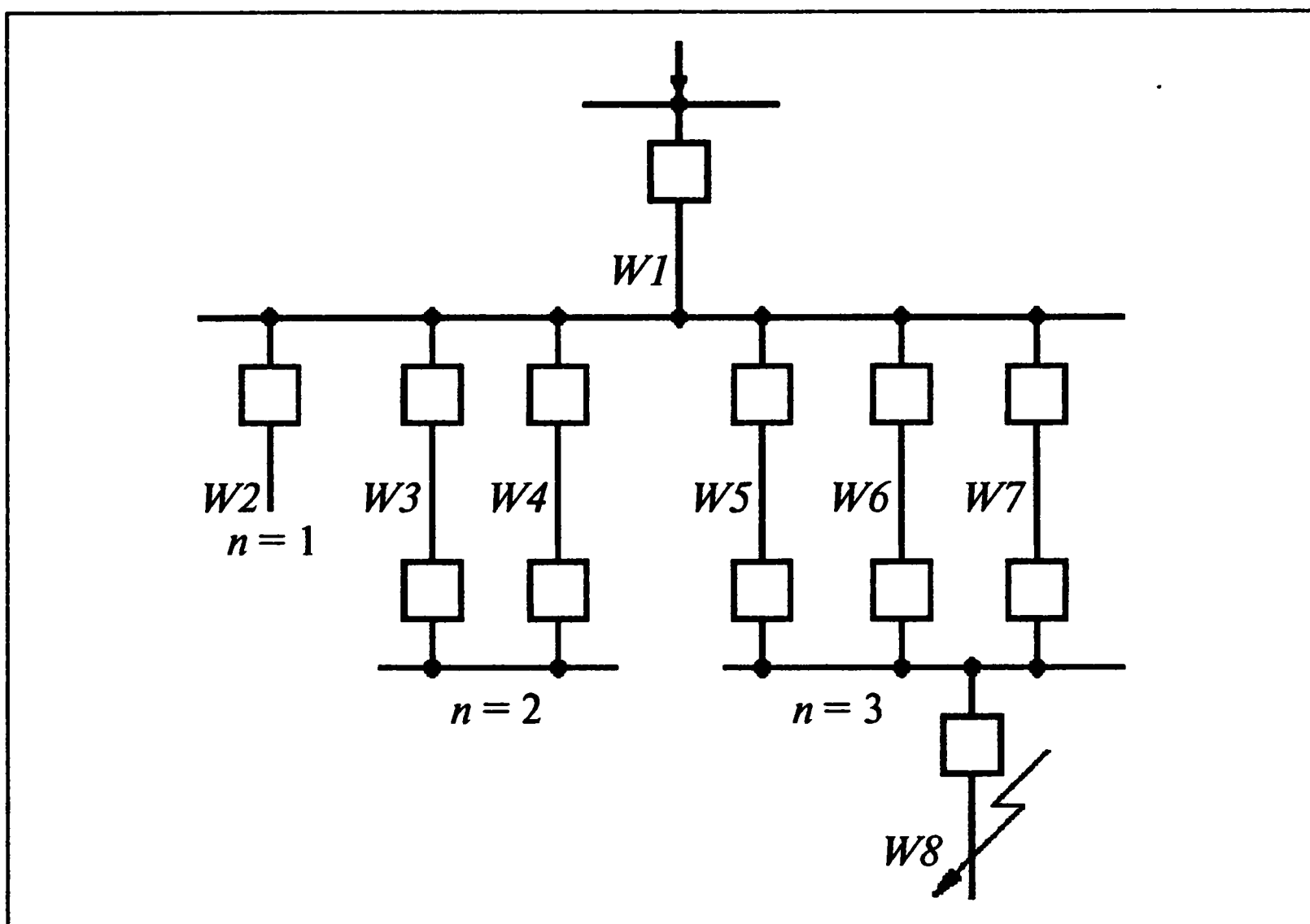


Рис. 1.8. Схема электрической сети с параллельно работающими предыдущими элементами $W3$, $W4$ и $W5 - W7$, поясняющая условие (1.2) согласования чувствительности максимальных токовых защит последующих и предыдущих элементов

Правила устройства электроустановок [2] в России требуют выполнять согласование чувствительности защит во всех случаях, когда возможно действие защиты последующего элемента (линия $W1$ на рис. 1.8) 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 $W8$ на рис. 1.8) или 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 (линий $W5 - W7$ на рис. 1.8). Защиты этих элементов находятся на грани срабатывания и могут отказать. В это же время по последующему элементу $W1$ проходит суммарный ток: ток КЗ и нагрузки, и его защита может сработать неселективно.

Наиболее тяжелыми условия согласования чувствительности МТЗ оказываются при параллельно работающими предыдущими эле-

ментах, при разнотипных времятоковых характеристиках согласуемых защит (в том числе и плавких предохранителей), а также при установке на предыдущих элементах дистанционных защит [6].

Из полученных по выражениям (1.1) и (1.2) значений токов срабатывания защиты выбирается наибольшее.

Цифровые реле SEPAM 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):

$$k_{\text{чув}} = I_{\text{р min}} / I_{\text{с.р}}, \quad (1.3)$$

где $I_{\text{р min}}$ — 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 наименьшие значения.

Минимальные значения коэффициента чувствительности защит должны быть не менее чем требуется Правилами [2]. Например, для МТЗ 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 МТЗ 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 расчетное значение $I_{\text{р min}} = 0,5I_{2\text{к}}^{(3)}$, а для трехрелейной $I_{\text{р min}} = I_{2\text{к}}^{(3)}$ и, следовательно, чувствительность защиты повышается в 2 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 SEPAM 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:

$$k_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{к min}}}{I_{\text{с.з}}}. \quad (1.4)$$

Для оценки чувствительности токовых защит силовых трансформаторов лучше пользоваться выражением (1.3).

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

- уменьшением тока срабатывания, выбранного по условиям (1.1) и (1.2), путем использования цифровых реле SEPAM с $k_{\text{в}} = 0,935 \pm 5 \%$ и $k_{\text{н}} = 1,1$, а также путем снижения тока самозапуска с помощью предварительного отключения части электродвигателей;
- увеличением тока $I_{\text{к min}}$ путем 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 [2] 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 [1].

Выбор времени срабатывания и типа времятоковой характеристики МТЗ. Выдержка времени МТЗ вводится для замедления действия защиты в целях обеспечения селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитами предыдущих элементов. Для этого выдержка времени (или время срабатывания) защиты последующей линии $W2$ (см. рис. 1.7) выбирается большей, чем у защит предыдущих элементов, например линии $W1$:

$$t_{\text{с.з.посл}} = t_{\text{с.з.пред}} + \Delta t. \quad (1.5)$$

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

Значение Δt — степень селективности или ступень времени (time interval) — выбирается в зависимости от точности работы защитных устройств и времени отключения выключателей.

Значение Δt для защит SEPAM с независимой характеристикой определяется, главным образом, точностью отработки ступени селективности предыдущей защитой.

Ступень селективности защиты для терминалов SEPAM по времени выбирается из выражения

$$\Delta t = t_{\text{откл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{погр1}} + t_{\text{погр2}} + t_{\text{зап}}, \quad (1.6)$$

где $t_{\text{откл}}$ — время действия (отключения) выключателя (при отсутствии паспортных данных принимают равным 0,06 с); $t_{\text{возвр}}$ — время возврата защиты (для реле SEPAM $t_{\text{возвр}} = 0,05$ с; $t_{\text{погр1}}$ — погрешность срабатывания по времени для предыдущей защиты; $t_{\text{погр2}}$ — погрешность срабатывания по времени для последующей защиты; $t_{\text{зап}}$ — время запаса надежности срабатывания реле ($t_{\text{зап}} = 0,1$ с). Погрешность срабатывания цифровых реле серии SEPAM по времени не превышает 2 % значения уставки, но не больше 25 мс. С учетом вышеизложенного ступень селективности по времени для терминалов SEPAM составляет 0,3 с.

При использовании в предыдущих защитах реле РВ, ЭВ-110 и ЭВ-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 допускается, при необходимости, принимать ступень селективности $\Delta t = 0,3$ с. Если предыдущая защита выполнена с применением реле времени РВ или ЭВ-120, то ступень селективности $\Delta t = 0,5$ с.

При согласовании терминалов SEPAM с полупроводниковыми (статическими) реле временная ступень селективности определяется из паспортных данных на эти реле. Опыт работы с полупроводниковыми органами выдержки времени (например: РВ-01, ЯРЭ) показывает на возможность применения $\Delta t = 0,3 \div 0,4$ с.

Для согласования SEPAM с электромеханическими реле с зависимой характеристикой времени срабатывания РТ-80 или РТ-90 ступень селективности принимают $\Delta t = 0,6$ с и $\Delta t = 0,8$ с для реле РТВ.

Степень селективности Δt должна обеспечиваться:

- при согласовании защит с зависимыми характеристиками — при максимальном значении тока КЗ в начале предыдущего участка; такое согласование позволяет в ряде случаев ускорять отключение КЗ (см. примеры расчетов);
- 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 SEPRAM, позволяющие реализовать функцию логической селективности.

Известным способом ускорения отключения КЗ является использование двух- и особенно трехступенчатых цифровых защит. Это будет показано в примерах, а также применением алгоритма логической селективности защит при использовании цифровых терминалов.

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. 1.9 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. По мере приближения условной точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ возрастают, но отношение $I_K/I_{с.з}$ может оставаться практически неизменным, как и время срабатывания реле, автоматически вычисляемое по этому отношению (кратности тока КЗ I_*).

Как видно из рис. 1.9, 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

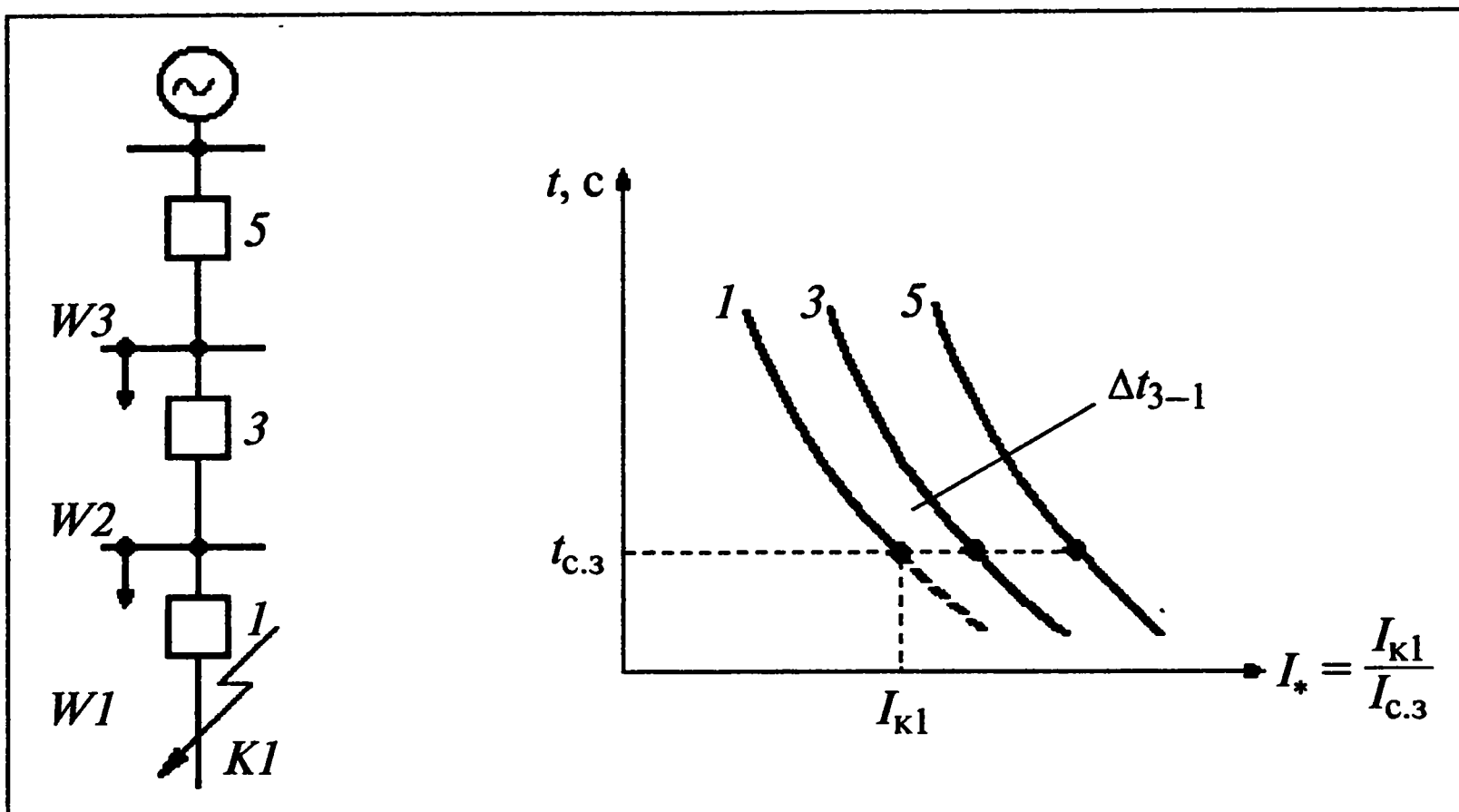


Рис. 1.9. Пример согласования обратозависимых (инверсных) характеристик 1, 3, 5

3. При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются и, например, при КЗ на линии $W3$ ее защита 5 сработает так же быстро, как защита 1 при КЗ на своей линии $W1$ (наиболее удаленной от источника питания).

Использование обратозависимых времятоковых характеристик реле, по сравнению с независимыми, также позволяет значительно лучше согласовать время действия последующей релейной защиты SEPAM 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 МТЗ объясняют столь долгое существование этих характеристик и необходимость их реализации и в электромеханических, и в микропроцессорных реле, в том числе SEPAM.

При использовании любых токовых защит с обратозависимыми 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. Одна из шкал может быть логарифмической, а другая — пропорциональной.

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”).

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 (арифметической) с током КЗ 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.

Времятоковые характеристики разных типов имеют различную степень крутизны (рис. 1.10). Для семейства характеристик SEPAM по стандарту МЭК время срабатывания вычисляется по формуле

$$t_{с.з}(I_*) = \frac{k}{I_*^\alpha - 1} \frac{T}{\beta},$$

где постоянные коэффициенты α , β , k определяют крутизну зависимых времятоковых характеристик и имеют следующие значения:

Характеристические кривые	k	α	β
Стандартная обратозависимая выдержка времени SIT/A	0,14	0,02	2,97
Очень обратозависимая выдержка времени VIT или LTI/B	13,5	1	1,5
Чрезвычайно обратозависимая выдержка времени EIT/C	80	2	0,808

Коэффициент T позволяет выбрать кривую, проходящую через определенную точку $(I_*, t_{с.з})$. Значение T равно времени срабатывания защиты $t_{с.з}$ при токе КЗ, превышающем уставку в 10 раз: при $I_* = 10$ время срабатывания $t_{с.з} = T$.

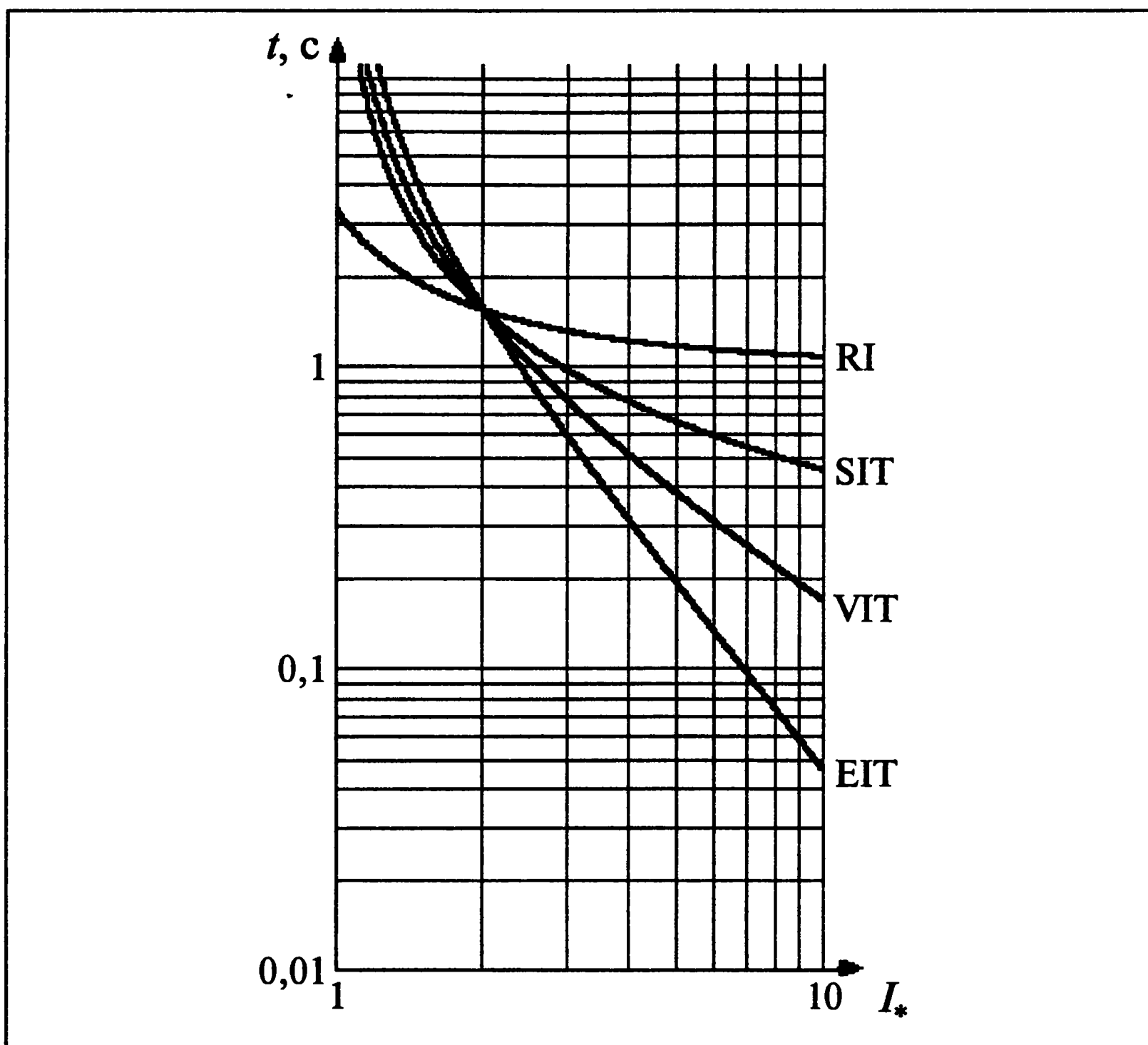


Рис. 1.10. Времятоковые характеристики цифровых реле SEPAM по стандарту МЭК:

SIT, VIT, EIT и RI — характеристики, построенные для точки: $I_* = 2$; $t_{c.3} = 1,5$ с

При выборе наиболее подходящей характеристики в России следует начинать со стандартной обратнозависимой характеристики по стандарту МЭК (рис. 1.11). 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 (1.5). Для вычисления временного коэффициента T используется выражение

$$T = \frac{t_{c.3}(I_*)(I_*^\alpha - 1)\beta}{k}. \quad (1.7)$$

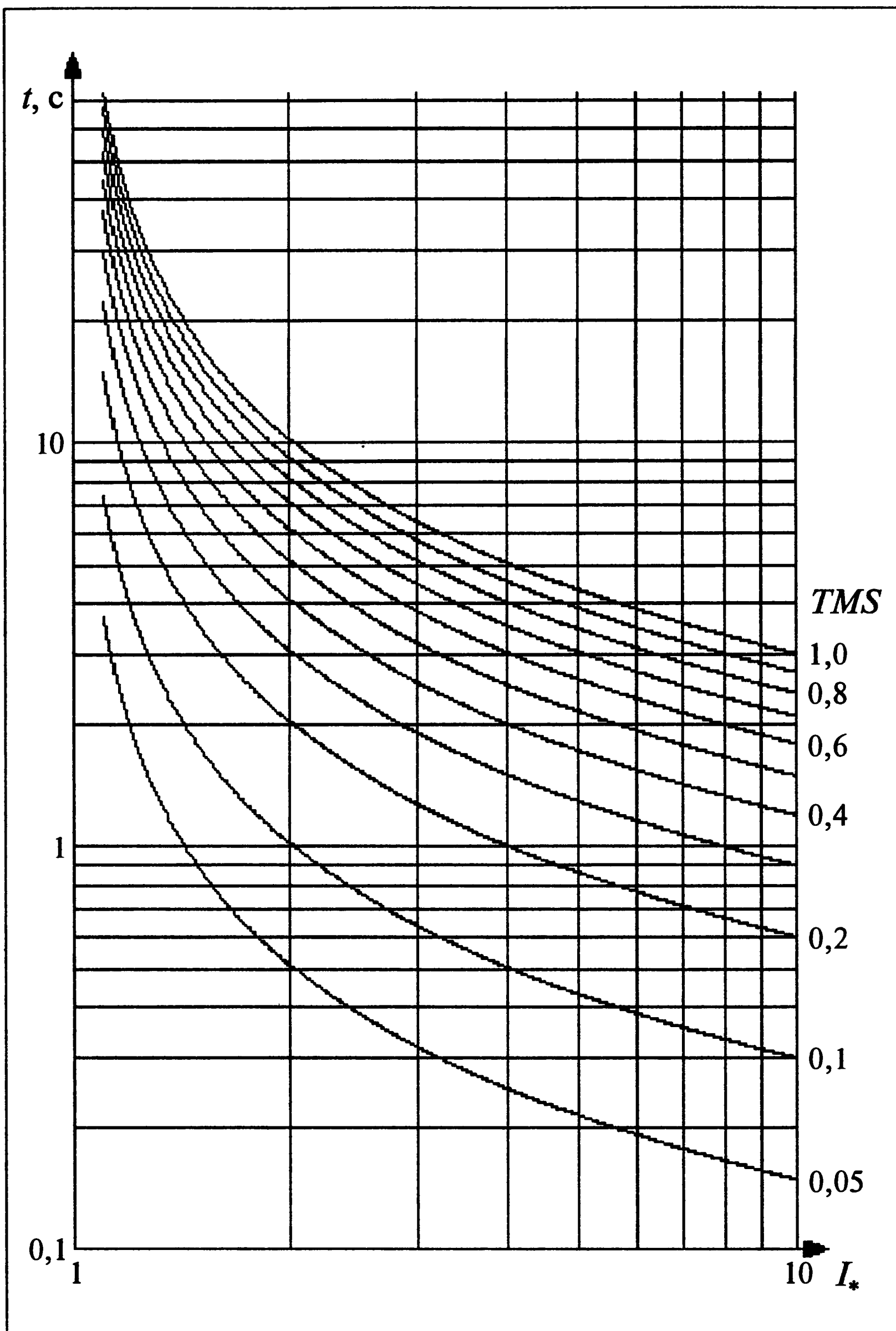


Рис. 1.11. Стандартная (нормальная) обратная характеристика SEPAM по МЭК (SIT/A) при разных значениях TMS

В момент КЗ время срабатывания защиты при выбранном типе характеристики, известном $I_{с.з}$ и выбранном по выражению (1.7) коэффициенте T определяется автоматически по выражению

$$t = \frac{k}{I_*^\alpha - 1} \frac{T}{\beta}. \quad (1.8)$$

Вместо коэффициента T можно использовать так называемый коэффициент усиления TMS , равный отношению T/β . Тогда формулы (1.7) и (1.8) примут вид:

$$TMS = \frac{t_{с.з}(I_*)(I_*^\alpha - 1)}{k}; \quad (1.9)$$

$$t = \frac{k}{I_*^\alpha - 1} TMS. \quad (1.10)$$

Для построения конкретной характеристики $t = f(I_K)$ следует задаться несколькими значениями тока КЗ (см. § 1.6).

Специальная характеристика семейства типа RI математически выражается формулой

$$t = \frac{1}{0,339 - 0,236(I_*)^{-1}} \cdot \frac{T}{3,1706}, \quad (1.11)$$

где обозначения такие же, как в выражении (1.8).

Это семейство не входит в стандарт МЭК и используется в тех странах, где еще могут находиться в эксплуатации аналоговые индукционные реле типа RI фирмы ASEA-ABB. В России, как правило, нецелесообразно использовать характеристики этого семейства (см. § 1.6).

Терминалы SEPAM позволяют выбрать одну из 16 обратозависимых времятоковых характеристик:

- шесть кривых, совместимых с предыдущими сериями SEPAM 15, SEPAM 1000 и SEPAM 2000:

- Standard inverse time (SIT);
- Long time inverse (LTI);
- Very inverse time (VIT);
- Extremely inverse time (EIT);
- Ultra inverse time (UIT);
- RI curve;

для кривых SIT, LTI, VIT, EIT, UIT приняты формулы МЭК (IEC 60255-3), но при токе менее $1,2I_{с.з}$ защита не работает;

- семь кривых по стандартам МЭК (IEC 60255-3) и IEEE:
 - IEC SIT/A;
 - IEC LTI/B;
 - IEC VIT/B;
 - IEC EIT/C;
 - IEEE Moderately inverse/D;
 - IEEE very inverse/E;
 - IEEE extremely inverse/F;

для этих кривых защита начинает срабатывать при токе, равном $I_{с.з}$;

- три кривые по стандарту IAC:
 - IAC inverse (IAC IT);
 - IAC very inverse (IAC VIT);
 - IAC extremely inverse (IAC EIT).

Вычисляемые по разным формулам для различных стандартов (IEC, IEEE, IAC) кривые одного типа очень близки между собой, хотя и не совпадают полностью.

Для упрощения расчетов в сетях, использующих цифровые реле различных фирм, рекомендуется применять формулы, соответствующие стандарту МЭК (IEC 60255-3).

Ниже приводятся формулы времятоковых характеристик SEPAM по стандартам IEEE и IAC [6]:

IEEE

$$t(I_*) = \left(\frac{A}{I_*^P - 1} + B \right) \frac{T}{\beta}$$

Характеристические кривые	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>P</i>	β
Умеренно обратнoзависимая выдержка времени SIT	0,01	0,023	0,02	0,241
Очень обратнoзависимая выдержка времени VIT или LTI	3,922	0,098	2	0,138
Чрезвычайно обратнoзависимая выдержка времени EIT	5,64	0,0243	2	0,081

IAC

$$t(I_*) = \left(A + \frac{B}{I_* - C} + \frac{D}{(I_* - C)^2} + \frac{E}{(I_* - C)^3} \right) \frac{T}{\beta}$$

Характеристические кривые	A	B	C	D	E	β
Обратнозависимая выдержка времени SIT	0,208	0,863	0,8	– 0,418	0,195	0,297
Очень обратнозависимая выдержка времени VIT или LTI	0,09	0,795	0,1	– 1,288	7,958	0,165
Чрезвычайно обратнозависимая выдержка времени EIT	0,004	0,638	0,62	1,787	0,246	0,092

Выбор тех или иных характеристик зависит от типа и характеристики 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 цифровых реле имеется также и стандартная характеристика МЭК (в АВВ именуемая нормальной). Эту характеристику и рекомендуется принимать в начале расчетов уставок SEPAM в России (см. выше). Далее рассматриваются численные примеры.

1.6. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА РАБОЧИХ УСТАВОК СТУПЕНЧАТЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ КЗ С ЦИФРОВЫМИ И АНАЛОГОВЫМИ РЕЛЕ

Ниже приведены несколько характерных примеров выбора рабочих характеристик и уставок для разных типов защитной аппаратуры в сетях 10 и 6 кВ.

Пример 1. Рассмотрим согласование РЗ SEPAM линии 10 кВ и плавкого предохранителя трансформатора (рис. 1.12). Предыдущим элементом является трансформатор 10/0,4 кВ, защита которого выполнена отечественными плавкими предохранителями (кварцевыми) типа ПКТ, а последующим элементом — линия 10 кВ с защитой на цифровом реле SEPAM (рис. 1.12, а). Необходимо выбрать характеристику МТЗ на реле SEPAM, которая обеспечивала бы селективную работу этих защитных устройств. В России селективным считается опережающее отключение трансформатора с ПКТ.

Главная задача расчета — обеспечение селективности работы защиты линии на реле SEPAM при устойчивом КЗ на выводах 10 кВ рассматриваемого трансформатора. Здесь междуфазные КЗ более вероятны, чем внутри бака трансформатора. При КЗ на выводах

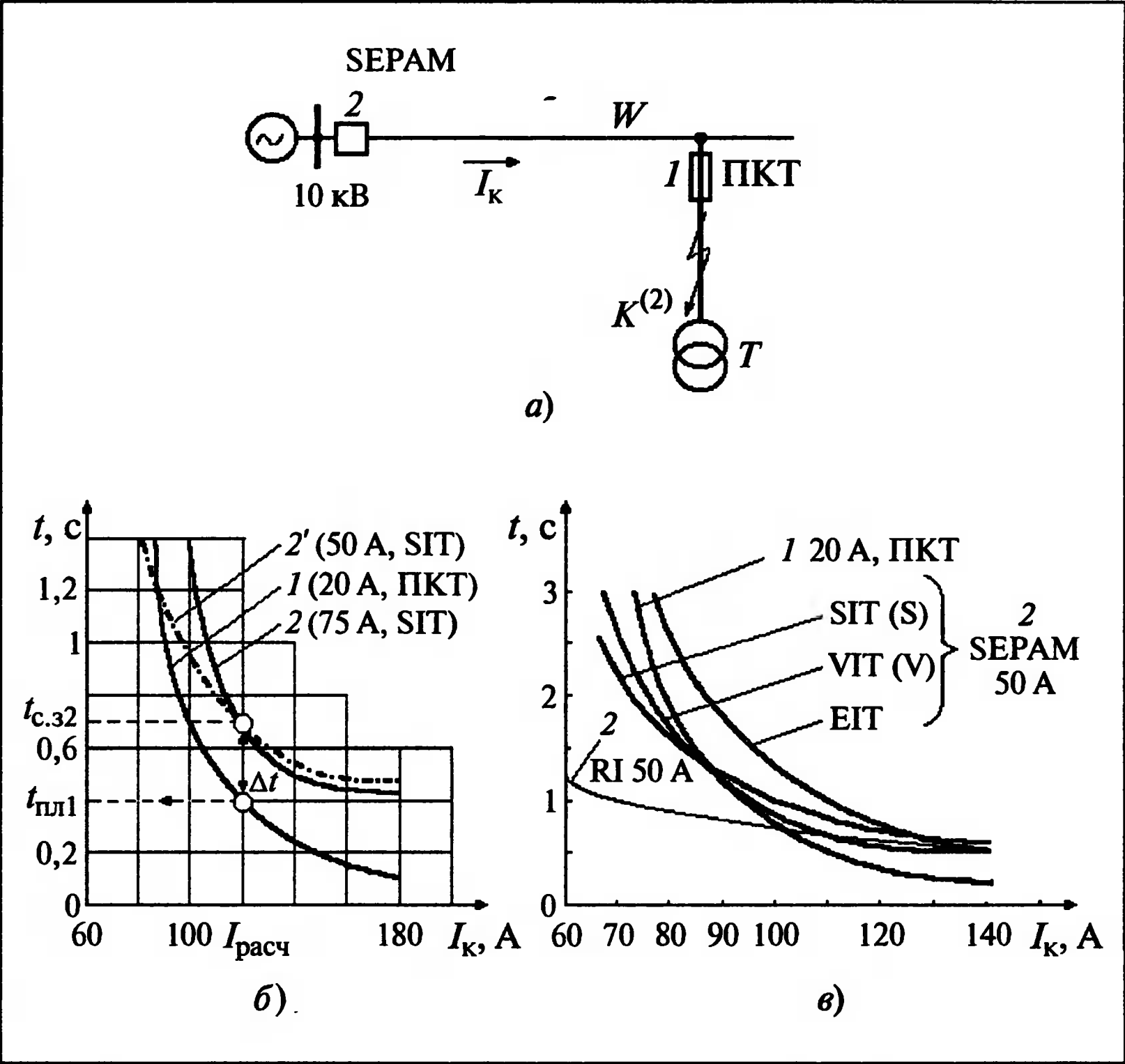


Рис. 1.12. Пример согласования различных характеристик цифрового реле серии SEPAM и плавкого предохранителя ПКТ

низшего напряжения защиты питающих линий часто вообще нечувствительны, что допускается Правилами [2].

Расчет рекомендуется начать с ближайшего наиболее мощного трансформатора 10/0,4 кВ. Номинальный ток плавких предохранителей типа ПКТ на стороне 10 кВ $I_{пр}, A$, должен соответствовать номинальной мощности трансформатора $S_{ном}, MB \cdot A$:

$S_{ном}, MB \cdot A$	0,063	0,1	0,16	0,25	0,4	0,63
$I_{пр}, A$	10	16	20	31,5	50	80

Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ, как и предохранителей других типов, приводятся в информационных материалах заводов-изготовителей и в справочниках. Вре-

мятоковая характеристика предохранителя ПКТ с $I_{\text{пр}} = 20 \text{ А}$ показана на рис. 1.12, б (кривая 1).

При известном значении тока $I_{\text{к}}^{(2)}$ следует определить время плавления $t_{\text{пл}}$ плавкой вставки (fuse link), соответствующее расчетному току $I_{\text{расч}} = 0,8I_{\text{к}}^{(2)}$. Здесь уменьшенный ток КЗ используется для учета допускаемого для предохранителей разброса времятоковых характеристик на $\pm 20 \%$. При этом расчетном токе время срабатывания последующей (вышестоящей) релейной защиты 2 с реле SE-РАМ должно быть выбрано по выражению (1.5):

$$t_{\text{с.32}} = t_{\text{пл}} + \Delta t,$$

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 бестоковой паузы перед АПВ.

Для выбранного по условиям (1.1), (1.2) и (1.4) тока срабатывания защиты 2 определяется кратность тока $I_* = 0,8I_{\text{к min}}^{(2)}/I_{\text{с.32}}$, и затем подбирается времятоковая характеристика реле SEРАМ защиты 2. Рекомендуются начать выбор со стандартной зависимой характеристики SEРАМ. Для этой характеристики SEРАМ определяем коэффициент TMS по выражениям (1.9) и (1.10), где $\alpha = 0,02$; $k = 0,14$.

Далее для построения этой времятоковой характеристики реле SEРАМ защиты 2 рассчитываются значения $t_{\text{с.32}}$ при нескольких произвольных значениях кратности тока I_* , например 1,5; 2; 2,5 и 3 при выбранном TMS 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 расчета к этому примеру.

1. Трансформатор мощностью $0,16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $I_{\text{пр}} = 20 \text{ А}$. Первичный ток срабатывания защиты 2 $I_{\text{с.32}} = 75 \text{ А}$; ток $I_{\text{к min}}^{(2)} = 150 \text{ А}$.

Определяем расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = 0,8I_{\text{к min}}^{(2)} = 0,8 \cdot 150 = 120 \text{ А}.$$

При этом токе находим время плавления плавкого предохранителя (см. рис. 1.12): $t_{\text{пл}} = 0,4 \text{ с}$.

Принимаем ступень селективности $\Delta t = 0,3$ с и определяем $t_{с.32} = t_{пл} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7$ с.

Кратность тока $I_* = 0,8I_{к\min}^{(2)}/I_{с.32} = 120/75 = 1,6$.

По выражению (1.9) для стандартной характеристики SEPAM определяем коэффициент:

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

Принимаем уставку коэффициента $TMS = 0,05$ (см. рис. 1.11).

Для построения времятоковой характеристики реле SEPAM защиты 2 рассчитываем несколько значений $t_{с.32}$ по выражению (1.8):

при $I_* = 1,3$ (100 А) $t_{с.32} = \frac{0,05 \cdot 0,14}{1,3^{0,02} - 1} = 1,9$ с

I_*	1,5 (112 А)	2,0 (150 А)	2,5 (187 А)
$t_{с.32}$, с	0,86	0,5	0,4

Построенные характеристики 1 и 2 показывают, что селективность обеспечивается при всех значениях токов КЗ (см. рис. 1.12).

2. При тех же данных, что и в предыдущем примере, но при меньшем первичном токе срабатывания защиты 2, например $I_{с.32} = 50$ А, кратность тока $I_* = 120/50 = 2,4$, а коэффициент TMS по выражению (1.9): $TMS = \frac{0,7(2,4^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,09$, принимаем уставку $TMS = 0,1$.

По выражению (1.12) для стандартной (SIT) времятоковой характеристики определяем $t_{с.32}$ при разных кратностях тока I_* :

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

Построенная на рис. 1.12, 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 SEPRAM, а именно очень зависимую (VIT — very inverse time) характеристику, для которой значения коэффициентов $\alpha = 1$, $k = 13,5$. Для этой характеристики определяем коэффициент TMS по выражению (1.9):

$$TMS = \frac{t_{c.3}(I_*^\alpha - 1)}{k} = \frac{t_{c.32}(I_*^1 - 1)}{13,5};$$

при $t_{c.32} = 0,7$ с и $I_* = 120/50 = 2,4$ $TMS = 0,07$.

По выражению (1.10) определяем время срабатывания реле SEPRAM при разных кратностях тока:

$$\text{при } I_* = 1,3 \text{ (} I = 65 \text{ A)} \quad t_{c.3} = \frac{0,07 \cdot 13,5}{I_* - 1} = \frac{0,07 \cdot 13,5}{1,3 - 1} = 4 \text{ с}$$

I_*	1,5 (75 A)	1,8 (90 A)	2,0 (100 A)	2,5 (125 A)	3,0 (150 A)
$t_{c.3}$, с	1,9	1,2	0,9	0,6	0,5

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

Кривая $2V$ построена на рис. 1.12, в в масштабе отличном от рис. 1.12, б.

Далее для сравнения сделаем расчет чрезвычайно обратнoзависимой времятоковой характеристики (EIT — extremely inverse time), для которой значения $\alpha = 2$, $k = 80$. Коэффициент TMS определяем по выражению (1.9):

$$TMS = \frac{t_{c.3}(I_*^\alpha - 1)}{k} = \frac{t_{c.32}(I_*^2 - 1)}{80}$$

и для $t_{c.32} = 0,7$ с и $I_* = 120/50 = 2,4$ $TMS = 0,04$, принимаем уставку $TMS = 0,05$; по выражению (1.8)

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

определяем несколько значений $t_{с.з.}$:

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

Экстремальная характеристика построена на рис. 1.12, *в* (кривая ЕІТ). Хорошо видно, что защита 2 с чрезвычайно обратнoзависимой характеристикой обеспечивает значительно лучшую селективность защиты линии с предохранителем 1, чем с другими характеристиками (стандартной SІТ и очень зависимой VІТ). Однако при повреждениях на линии, например в диапазоне токов КЗ от 80 до 110 А при использовании чрезвычайно обратнoзависимой характеристики защиты линии будет действовать значительно медленнее, чем при использовании других характеристик. Поскольку вероятность КЗ на линиях существенно выше, чем вероятность междуфазных КЗ внутри бака трансформаторов, использование чрезвычайно обратнoзависимой характеристики в данном случае следует считать нецелесообразным. Тем более, что при КЗ на выводах трансформатора (в данном примере $I_k = 150$ А на рис. 1.12, *а*) все рассмотренные характеристики идентичны: $t_{с.з.} \approx 0,5$ с. Кроме того, использование чрезвычайно обратнoзависимой характеристики вместо стандартной может потребовать увеличения времени срабатывания вышестоящей защиты (которая на рис. 1.12 не показана).

Построенная на рис. 1.12, *в* характеристика RІ защиты 2 с тем же током срабатывания 50 А оказывается совершенно непригодной по условию согласования с времятоковой характеристикой 1 плавкого предохранителя типа ПКТ.

Пример 2. На предыдущей (нижестоящей) линии *W1* установлена защита с индукционным реле РТ-80 с обратнoзависимой времятоковой характеристикой (рис. 1.13) с известными уставками, а на последующей (вышестоящей) линии *W2* надо выбрать обратнoзависимую характеристику МТЗ реле SEPAM.

Предположим, что первичный ток срабатывания защиты 2 уже выбран по условиям (1.1), (1.2) и (1.4) и равен, например, 120 А.

Для защиты 2 вначале выбираем стандартную характеристику, где $\alpha = 0,02$, $k = 0,14$. Кратность тока I_* определяем по отношению к току срабатывания (уставке) $I_{с.з.} = 120$ А.

За расчетный ток через защиту 2 принимаем сумму токов: максимальное значение тока при КЗ в начале предыдущей линии *W1* (200 А) плюс ток нагрузки неповрежденных предыдущих линий (20 А). Таким образом,

извольных значениях I_* по формуле (1.10) при выбранном $TMS = 0,1$:

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

Результаты расчета следующие:

I_*	1,5 (180 А)	1,7 (200 А)	2,0 (240 А)	2,5 (300 А)	3,0 (360 А)
$t_{сз2}$, с	1,7	1,3	1,0	0,75	0,6

Стандартная характеристика защиты 2 показана на рис. 1.13.

Для сравнения на том же рисунке построим очень зависимую характеристику защиты 2*V* (very inverse), для которой $\alpha = 1$, а $k = 13,5$. По выражению (1.10) выбираем значение коэффициента TMS :

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

Далее рассчитываем точки этой кривой:

I_*	1,5 (180 А)	1,7 (200 А)	2,0 (240 А)	2,5 (300 А)	3,0 (360 А)
$t_{сз2}$, с	1,9	1,35	0,9	0,6	0,47

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

Так же для сравнения построим на рис. 1.13, б кривую характеристики RI защиты 2 по формуле (1.11). Кривая 2RI при малых значениях токов КЗ опасно сближается с кривой 1, что может вызвать не-селективное 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 *W*1 (200 А на рис. 1.13). 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 *W*2. Расчет погрешностей ТТ рассматривается в [6].

Пример 3 отличается от примера 2 тем, что в реле РТ-80 защиты 1 введена в действие отсечка — электромагнитный элемент мгновенного действия ($I \gg$) с первичным током срабатывания, например, в 2 раза большим, чем ток срабатывания индукционного элемента:

$$I_{c.o} = 2I_{c.3} = 2 \cdot 8 = 160 \text{ A}.$$

Характеристика защиты 1 показана на рис. 1.14, б.

Для выбора коэффициента TMS стандартной обратнозависимой времятоковой характеристики МТЗ защиты 2 определяется кратность тока:

$$I_* = \frac{I_{c.o1} + I_H}{I_{c.32}} = \frac{160 + 20}{120} = 1,5,$$

где $I_{c.32} = 120 \text{ A}$ из предыдущего примера 2.

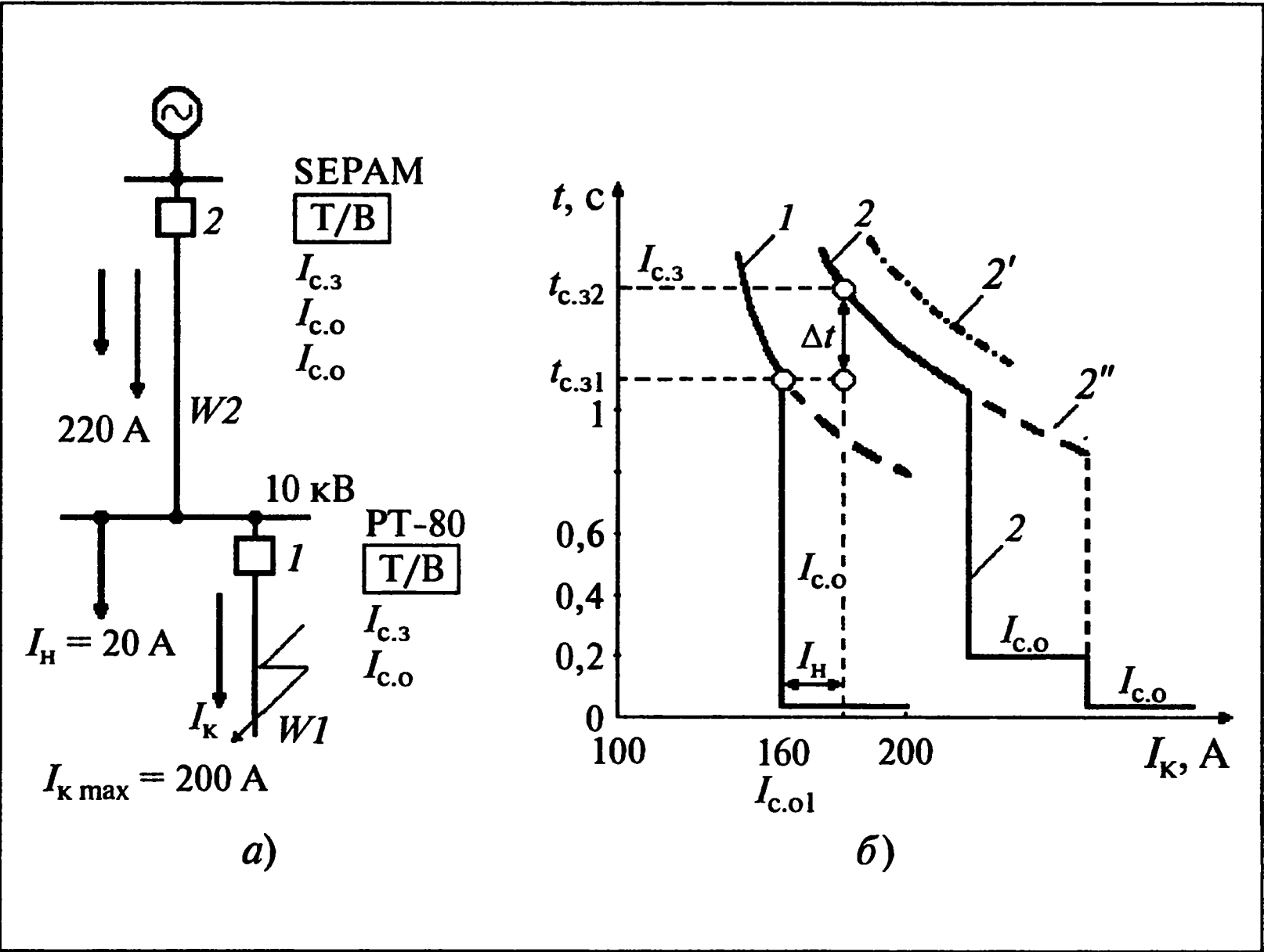


Рис. 1.14. Пример согласования характеристик цифрового реле SEPAM с трехступенчатой токовой защитой и реле РТ-80 с использованием отсечки

Затем определяем время срабатывания МТЗ защиты 2 по условию:

$$t_{с.з} = t_{с.з1} + \Delta t = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с},$$

где $t_{с.з1}$ — время срабатывания защиты 1 при токе КЗ, равном току срабатывания отсечки в реле РТ-80, т.е. 160 А (рис. 1.14, б).

Коэффициент TMS определяем по выражению (1.9):

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

Построение кривой 2 производим так же, как в предыдущем случае, по следующим точкам (сплошная линия на рис. 1.14, б):

I^*	1,3 (156 А)	1,5 (180 А)	1,7 (200 А)	2,8 (240 А)	
$t_{с.з2}$, с.	2,1	1,4	1,05	0,8	и т.д.

Для сравнения показана характеристика защиты 2 из примера 2, которая расположена несколько выше (штрих-пунктирная кривая 2). Снижение времени срабатывания последующей защиты 2 достигнуто в данном случае благодаря наличию отсечки с $t_{с.о} = 0$ у предыдущей защиты 1. Но еще более значительное снижение времени срабатывания защиты 2 достигается тем, что в реле SEPAM имеется двух- или трехступенчатая токовая защита.

Выбираем ток срабатывания для отсечки $I_{с.о}$ защиты 2 по условию (1.2) согласования с отсечкой защиты 1:

$$I_{с.о2} = k_{н.с}(I_{с.о1} + I_H) = 1,3(160 + 20) = 234 \text{ А}.$$

При выбранном токе срабатывания отсечка 2 оказывается недостаточно надежно отстроенной от КЗ в начале предыдущей линии $W1$ (см. рис. 1.14):

$$k_H = \frac{I_{с.о2}}{I_K} = \frac{234}{200} = 1,17.$$

Обычно считается достаточным $k_H \geq 1,2$, поэтому следует ввести небольшое замедление действия этой отсечки, выбрав по выражению (1.5):

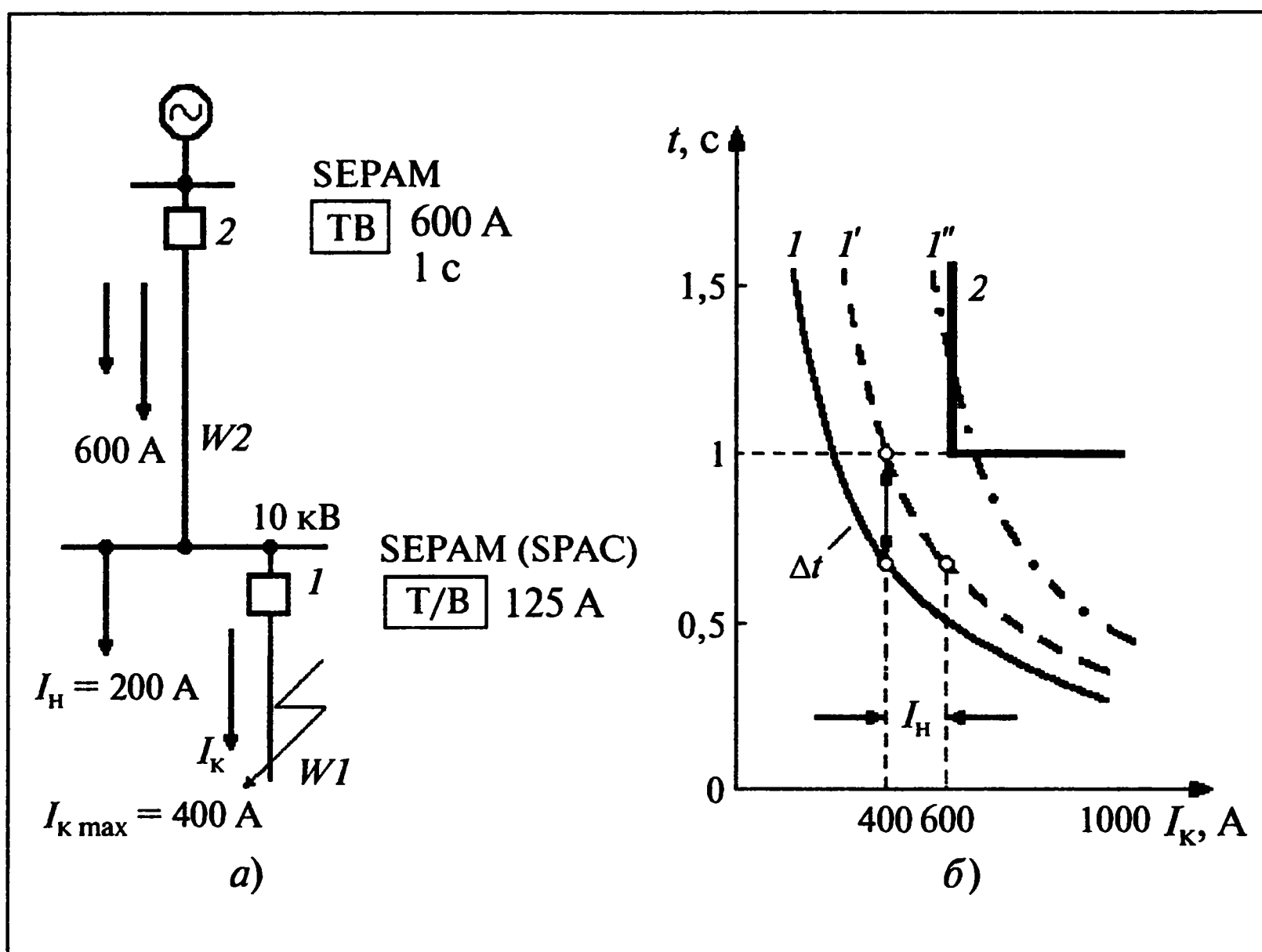


Рис. 1.15. Пример согласования обратнозависимой характеристики реле SEPAM или SPAC и независимой характеристики последующего элемента 2 (SEPAM)

$$t_{c.o2} = t_{c.o1} + \Delta t = 0 + (0,2 \div 0,3) = 0,2 \div 0,3 \text{ с.}$$

Это будет правильным решением, если в реле SEPAM имеется еще одна отсечка, для которой следует выбрать ток срабатывания по условию отстройки от максимального тока КЗ на линии $W1$:

$$I_{c.o2} \geq k_H I_{k \max} = (1,2 \div 1,3) 200 = 240 \div 260 \text{ А} \quad \text{и тогда } t = 0.$$

В том случае, когда в реле 2 имеется только двухступенчатая токовая защита 2, следует для второй ступени выбрать $I_{c.o2} = 240 \div 260 \text{ А}$ и $t = 0$ (штриховая линия 2' на рис. 1.14, б).

Из рис. 1.14, б видно, что трехступенчатая токовая защита 2 значительно ускоряет отключение КЗ на линии $W2$ в диапазоне токов от 234 до 240 – 260 А по сравнению с двухступенчатой токовой защитой.

Важно отметить, что на предыдущей линии $W1$ 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 надежного срабатывания токовой отсечки (реле РТМ) при реальных значениях погрешности трансформаторов тока, поскольку для этих защит допускаются погрешности трансформаторов тока более 10 %, а реально они могут быть даже более 50 % [6].

Пример 4. На питающем элементе 2 (рис. 1.15) установлена максимальная токовая защита с независимой характеристикой с заданными уставками: первичный ток срабатывания 600 А, время срабатывания 1 с.

Необходимо выбрать обратнозависимую характеристику МТЗ цифрового реле на предыдущей (нижестоящей) линии *W1*, которая обеспечивала бы необходимую селективность с защитой питающего (вышестоящего) элемента 2. Таким образом, необходимо обеспечить селективность для двух одностипных защит SEPAM.

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. 1.15):

$$I_k = 600 - 200 = 400 \text{ А.}$$

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

$$t_{c.31} = t_{c.32} - \Delta t = 1 - 0,3 = 0,7 \text{ с.}$$

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

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

Как указывалось выше, при расчете МТЗ линий 10 (6) кВ в России рекомендуется прежде всего рассмотреть возможность использования стандартной обратнозависимой характеристики цифрового реле. Для нее по выражению (1.9) определяется коэффициент *TMS*:

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

Для построения стандартной времятоковой характеристики цифрового реле SEPAM (или нормальной характеристики для SPAC) защиты I по выражению (1.10) рассчитываем несколько значений $t_{c.3l}$:

$$\text{при } I_* = 1,5 \quad t_{c.3l} = \frac{0,12 \cdot 0,14}{1,5^{0,02} - 1} = 2 \text{ с} \quad (I_k = 187,5 \text{ А}),$$

I_*	2 (250 А)	2,5 (312,5 А)	
$t_{c.3l}$, с.	1,2	0,9	и т.д.

Кривая I построена на рис. 1.15, б.

Учет влияния нагрузки очень важен для обеспечения селективной работы защит с обратозависимыми 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 I' (штриховая линия на рис. 1.15, б). Однако при токе КЗ, равном 600 А, когда приходит в действие защита 2 и срабатывает через 1 с, через защиту I проходит не 600 А, а $(600 - 200)$ А, т.е. 400 А! При этом токе время срабатывания защиты I с ошибочно выбранной характеристикой I' будет более 1,2 с, и защита попросту не успеет сработать раньше, чем защита 2 (вышестоящая). Это показывает штрих-пунктирная кривая I'' на рис. 1.15, б.

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

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

Стоимость ущерба, дол/кВт, от прекращения электроснабжения рассчитывается по формуле

$$c = a + tb, \tag{1.12}$$

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

Таблица 1.2. Постоянные и переменные составляющие ущерба от перерывов электроснабжения для различных потребителей

Составляющая часть ущерба	Потребительский сектор				
	сель- ский	бытовой	промыш- ленный	обслужи- вание	муници- пальный
Постоянная a , дол/кВт	0	0	1,2	1,1	0,5
Переменная b , дол/(кВт · ч)	8,1	1,6	12,2	7,8	4,8

Ущерб, дол., при известном электропотреблении подсчитывается по следующей формуле:

$$y = aP + tbP, \tag{1.13}$$

где P — потребляемая мощность, кВт.

Постоянная составляющая a учитывается, несмотря на продолжительность отсутствия электроснабжения: будь то 1 с или несколько часов.

Переменная составляющая b различна для разных потребителей и дана как среднее значение в табл. 1.2.

В табл. 1.2 стоимость ущерба у скандинавских потребителей по причине прекращения электроснабжения базируется на данных из работы “Kostnader för elavbrott”. TemaNord, 1994. Р. 627. В этой работе проанализировано более 13 тыс. потребителей. Главный метод анализа — обследование потребителей. Стоимость ущербов определялась самими потребителями [6].

Предположим, что на оперативные переговоры и осмотр распределительного устройства 10 кВ, отключенного действием МТЗ, требуется 0,5 ч. Тогда продолжительность отсутствия электроснабжения в выражениях (1.12) и (1.13) равна $t = 0,5$ ч. Легко подсчитать, что ущерб для сельских потребителей

$$U = 0 + 0,5 \cdot 8,1 \cdot 2880 = 11\,664 \text{ дол.},$$

а для промышленных потребителей

$$U = 1,2 \cdot 2880 + 0,5 \cdot 12,2 \cdot 2880 = 21\,024 \text{ дол.}$$

Эти, разумеется, весьма приближенные цифры указывают на важность правильного выбора характеристик срабатывания макси-

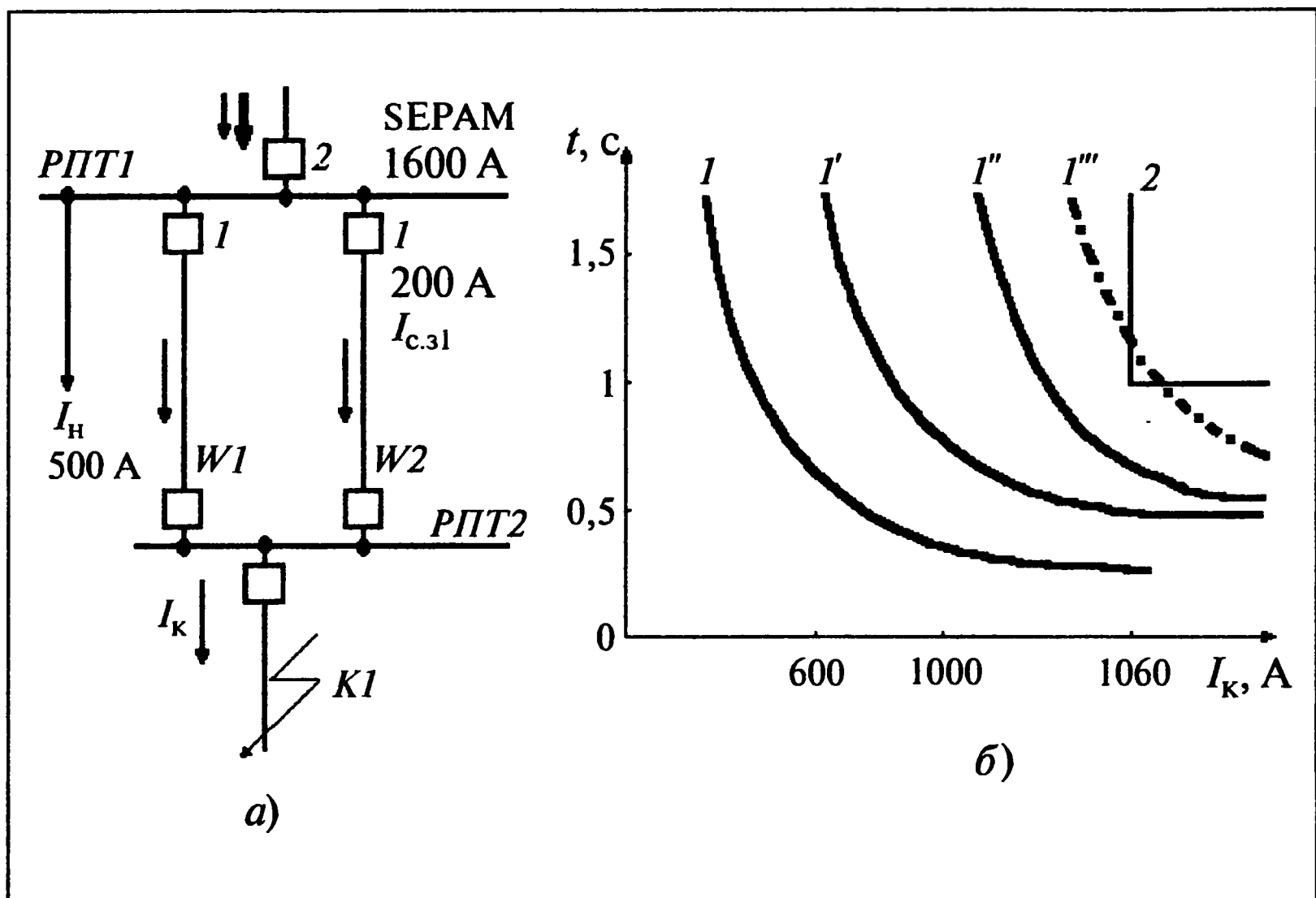


Рис. 1.16. Пример согласования характеристик токовых защит для сети с параллельно работающими линиями $W1$ и $W2$

мальных токовых защит, как и других устройств релейной защиты, а следовательно, и на большую ответственность инженеров по расчетам релейной защиты.

Пример 5. Необходимо выбрать параметры срабатывания защиты 2 ввода (трансформатора), питающего несколько фидеров 10 кВ, два из которых работают параллельно (рис. 1.16). При этом следует учитывать распределение токов при КЗ в сети приемной подстанции $PТП2$, когда через защиту 1 каждой из линий $W1$ и $W2$ идет $0,5I_k$, а через защиту 2 — полный ток I_k плюс суммарный рабочий ток нагрузки неповрежденных элементов I_n , в данном примере равный 500 А. В наиболее тяжелом расчетном случае принимается такое значение тока I_k , при котором приходит в действие последующая защита 2.

В данном примере задано $I_{с.32} = 1600$ А, а ток $I_k = I_{с.32} - I_n = 1600 - 500 = 1100$ А. Характеристика защиты 2 — независимая. На линиях $W1$ и $W2$ со стороны питающей подстанции $PТП1$ максимальные токовые защиты 1 выполнены на цифровых реле с характеристиками по стандарту МЭК, в данном примере ток срабатывания 200 А, характеристика стандартная, $TMS = 0,1$.

Для построения времятоковой характеристики защиты I для случая раздельной работы $W1$ и $W2$ используется выражение (1.10). Для построения суммарной времятоковой характеристики для случая параллельной работы линий $W1$ и $W2$ используется это же выражение, но вместо I_* подставляется значение $0,5I_*$, которое отражает такое токораспределение, при котором по каждой из этих линий идет половина тока КЗ. Например,

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

На рис. 1.16, б времятоковая характеристика I соответствует раздельной работе линий $W1$ и $W2$, а характеристика I' — параллельной работе этих линий.

Характеристика I'' , учитывающая ток нагрузки, строится по точкам, определяемым также по выражению (1.8), в котором вместо I_* используется $(0,5I_* - I_H)$. Эта характеристика оказывается сдвинутой вправо на значение I_H , в данном примере на 500 А (кривая I'' на рис. 1.16, б).

При заданном токе срабатывания защиты 2, равном $I_{с.32} = 1600$ А, определяем $t_{с.32} = t_{с.31} + \Delta t = 0,68 + 0,3 = 1$ с, где $t_{с.31} = 0,68$ с находим по выражению (1.8), в котором

$$I_* = \frac{0,5(I_{с.32} - I_H)}{I_{с.31}} = \frac{0,5(1600 - 500)}{200} = 2,75,$$

либо по кривой I'' на рис. 1.16, б.

Если бы линии $W1$ и $W2$ 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 $I_{с.32}$ пришлось бы выбрать $t_{с.32} = 1,5$ с, если бы параллельно работали три линии.

Особенно опасно несанкционированное включение линий 10 (6) кВ на параллельную работу. На рис. 1.16, б штрих-пунктирная кривая I''' соответствует времятоковой характеристике для случая параллельной работы трех линий. При этом наглядно видно, что защита питающего ввода 2 сработает неселективно при КЗ в точке К1 и отказе выключателя или защиты поврежденного элемента.

Для снижения уставок максимальных защит питающих элементов в городских сетях:

- ограничивают число параллельно работающих кабельных линий, используя устройства АВР;
- секционируют шины на приемных подстанциях, устанавливая на секционных выключателях мгновенную неселективную защиту (“слабую связь”), прекращающую параллельную работу при КЗ в сети;
- на питающих концах параллельно работающих линий применяют максимальные защиты с независимыми характеристиками. Если это допустимо по условию согласования их характеристик с обратнозависимыми 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 еще 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 применении 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 применять трехступенчатую токовую защиту и обеспечить отключение близких КЗ на линии с $t = 0$, а более удаленных — с $t = 0,15 \div 0,2$ с.

Следующий пример показывает возможность использования неизолированных проводов линий электропередачи 10 кВ меньшего сечения только за счет замены электромеханических реле РТВ на цифровые и ускорения отключения КЗ.

Минимальное допустимое сечение неизолированных проводов (по условию их термической стойкости при КЗ) определяется по выражению

$$s_{\min} = \frac{I_{\text{к max}}}{C} \sqrt{t_{\text{откл}}}, \quad (1.14)$$

где $C = 69,5$ (из справочников);

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.з}} + t_{\text{с.з.уск}} + 2t_{\text{о.в}}, \quad (1.15)$$

$t_{\text{о.в}}$ — время отключения выключателя; $t_{\text{с.з.уск}}$ — время срабатывания ускоренной защиты после АПВ.

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

$$s_{\min} = \frac{3600}{69,5} \sqrt{1,6} = 65,5 \text{ мм}^2$$

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:

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

или ближайшее стандартное сечение 35 мм².

Таким образом, по условию термической стойкости можно использовать провода в 2 раза меньшего сечения!

При питании от трансформатора мощностью 16 МВ · А и $I_{\text{к max}} = 5200$ 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.

1.7. РАСЧЕТЫ ТОКОВЫХ ОТСЕЧЕК

Токовой отсечкой (cutoff) обычно называют одну из ступеней двух- или трехступенчатой МТЗ. Токовая отсечка защищает только часть линии или часть обмотки трансформатора, расположенной ближе к источнику питания. Отсечка срабатывает без специального замедления, т.е. $t \approx 0$. В трехступенчатой МТЗ 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 ее тока срабатывания $I_{\text{с.о}}$ большим, чем максимальное значение тока КЗ $I_{\text{к max}}^{(3)}$ при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи (точки КЗ и К5 на рис. 1.17) или на стороне низшего напряжения защищаемого понижающего трансформатора (точка КЗ на рис. 1.18):

$$I_{\text{с.о}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{к max}}^{(3)} \quad (1.16)$$

Коэффициент надежности $k_{\text{н}}$ для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи и понижающих трансформаторах, при использовании цифровых реле, в том числе SEPAM, может приниматься в пределах от 1,1 до 1,15. Для

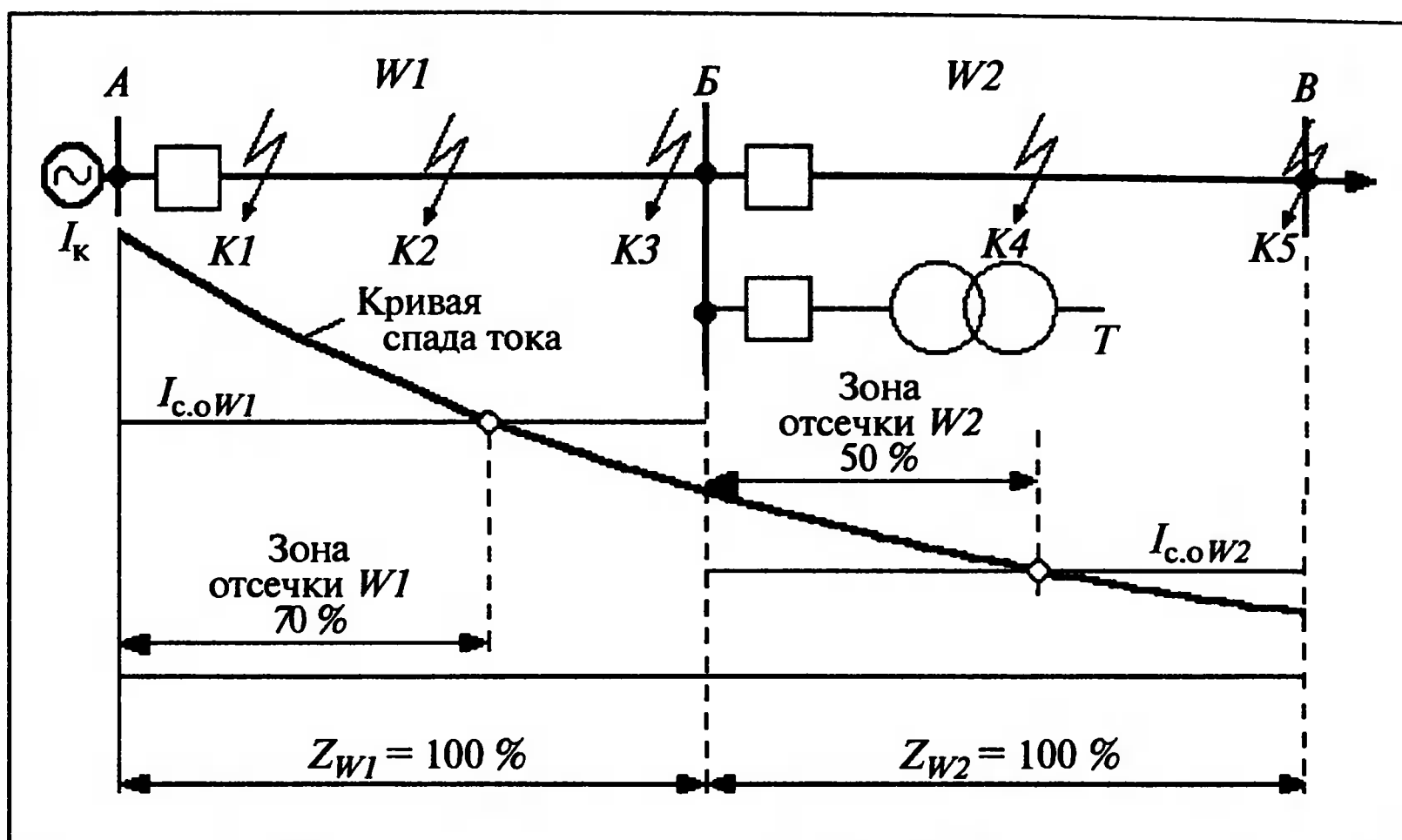


Рис. 1.17. Пример графического определения зон действия отсечек на линиях электропередачи

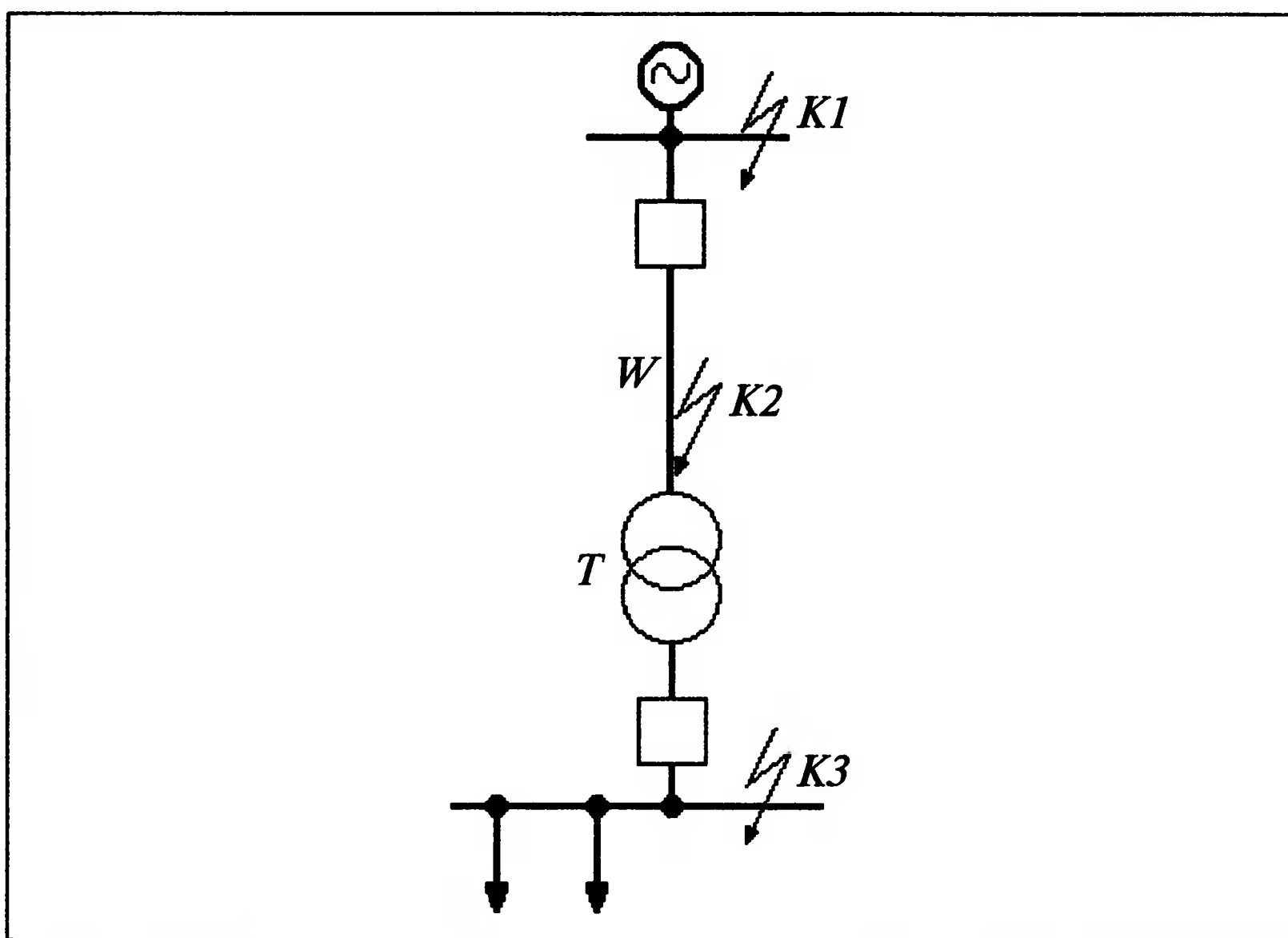


Рис. 1.18. Характерные точки КЗ для расчетов токовых отсечек на понижающих трансформаторах и блоках линия — трансформатор

сравнения можно отметить, что при использовании в электромеханических дисковых реле РТ-80 электромагнитного элемента (отсечки) принимают в расчетах $k_H = 1,5 \div 1,6$.

При определении максимального значения тока КЗ при повреждении в конце линии электропередачи напряжением 35 кВ и ниже рассматривается трехфазное 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 (1.16) 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 трехфазного КЗ за трансформатором с регулированием напряжения (РПН) необходимо производить при таком положении регулятора напряжения, которое соответствует наименьшему сопротивлению трансформатора [6].

Кроме отстройки токовой отсечки от максимального значения тока КЗ по условию (1.16), необходимо обеспечить ее несрабатывание при бросках тока намагничивания силовых трансформаторов. Эти броски тока возникают в момент включения под напряжение ненагруженного трансформатора и могут первые несколько периодов превышать номинальный ток трансформатора в 5 – 7 раз. Однако выбор тока срабатывания отсечки трансформатора по условию (1.16), как правило, обеспечивает и отстройку от бросков тока намагничивания.

При расчете токовой отсечки линии электропередачи, по которой питаются несколько трансформаторов, необходимо в соответствии с условием (1.16) обеспечить несрабатывание отсечки при КЗ за каждым из трансформаторов и дополнительно проверить надежность несрабатывания отсечки при суммарном значении бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключенных 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

$$I_{с.о} \geq k_H \Sigma I_{ном.тр} , \quad (1.17)$$

где $\Sigma I_{ном.тр}$ — сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые могут одновременно включаться под напряжение по защища-

емой линии; k_H — коэффициент надежности, значение которого зависит от времени срабатывания токовой отсечки.

В цифровых реле серии SEPAM несрабатывание мгновенной отсечки при бросках тока намагничивания трансформаторов обеспечивается путем автоматического удвоения уставки отсечки по току на время действия апериодической составляющей переходного процесса, вызванного броском намагничивающего тока трансформаторов; при этом в выражении (1.17) следует учитывать лишь половину суммы номинальных токов всех трансформаторов. Этот режим работы обеспечивается в терминалах SEPAM серий 40 и 80. В редакторе логических уравнений проектируют логику, запускающую более грубую ступень токовой отсечки на 100 — 120 мс. На длительность этого временного интервала блокируются действие рабочей уставки (отсечки) терминала.

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 (1.16) значение $I_{k\max}^{(3)}$ должно соответствовать току трехфазного 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 (1.16) и (1.17).

Для учета допускаемого стандартом разброса времятоковых характеристик плавких предохранителей ПКТ следует значение этого тока уменьшить на 20 %: $I_{расч} = I_{с.о}/1,2$. Если время плавления $t_{пл} \leq 0,1$ с, то отсечка с таким током срабатывания может быть использована 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 которого указаны в Правилах [2], а также протяженностью, защищаемой части линии электропередачи. Коэффициент чувствительности защит определяется по выражению (1.4). Рассмотрим это на примерах.

Для токовых отсечек, устанавливаемых на понижающих трансформаторах и выполняющих функции основной быстродействующей

щей токовой защиты (при отсутствии дифференциальной защиты), чувствительность определяется по току наиболее неблагоприятного вида повреждения — как правило, двухфазного КЗ на выводах ВН трансформатора (точка $K2$ на рис. 1.18) 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 (см. рис. 1.17), коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки отсечки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме [2].

Для оценки эффективности токовой отсечки, установленной на линии электропередачи, полезно определить зону действия отсечки в процентах всей длины линии. Протяженность 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 (см. рис. 1.17). Могут быть построены две кривые: для трехфазных КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы и для двухфазных КЗ в минимальном режиме.

Кривые достаточно точно строятся по трем 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 (1.16) и (1.17). 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.

Приведенный пример построения кривых тока КЗ (первичного) и определение зоны действия отсечки по первичному значению ее тока срабатывания являются правильными 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, протяженность этих зон может быть весьма значительной: примерно 70 % длины линии $W1$ и около 50 % длины линии $W2$, но может быть гораздо меньшей в других случаях.

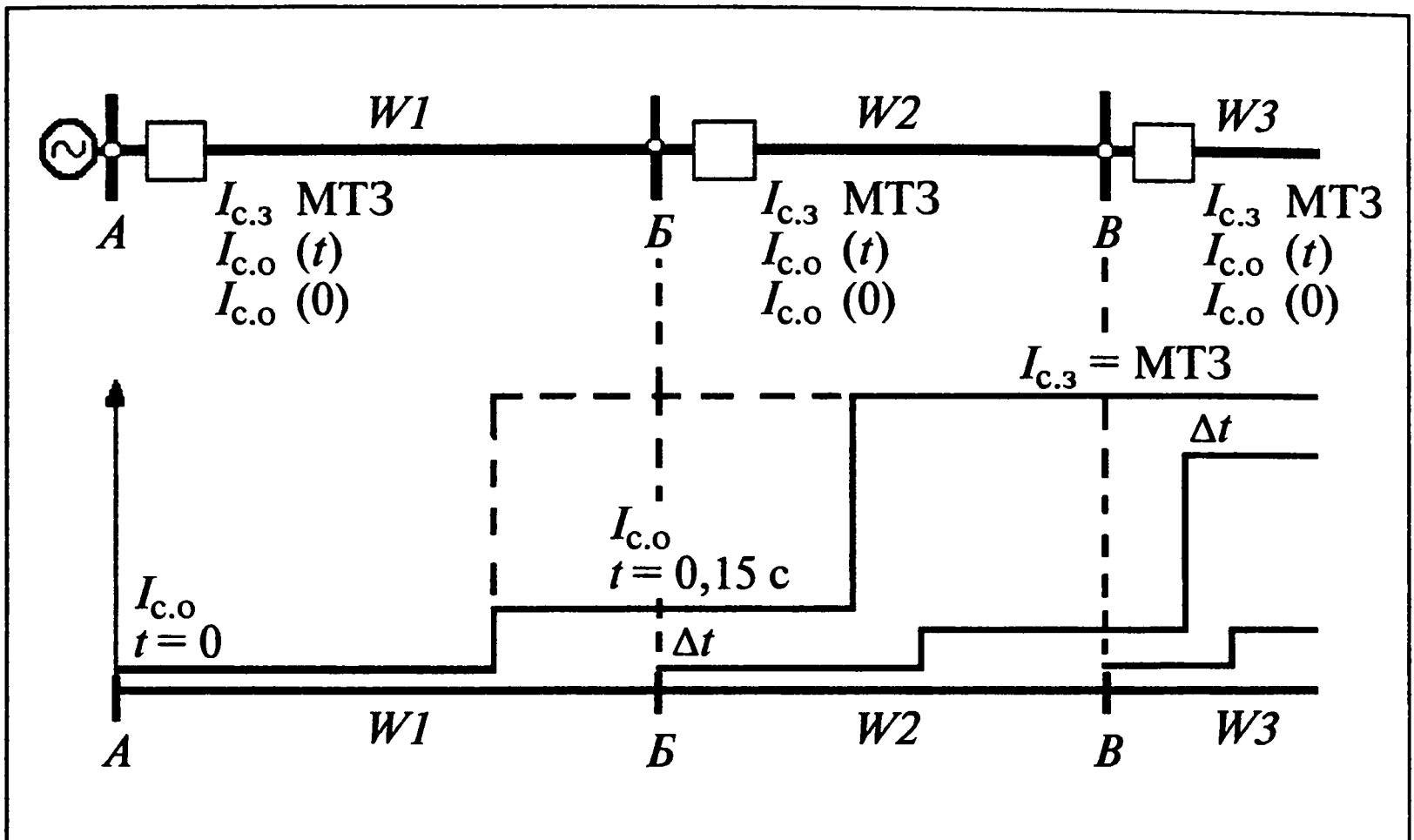


Рис. 1.19. Расчетная схема и карта селективности ступенчатых токовых защит линии

Отсечка с выдержкой времени на линиях электропередачи. Небольшая выдержка по времени позволяет задержать срабатывание отсечки последующей линии ($W1$ на рис. 1.17) при КЗ на предыдущей линии $W2$. Это необходимо, чтобы успела сработать мгновенная отсечка поврежденной линии $W2$. 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 (1.16) выбирается из условия отстройки от токов при КЗ в более удаленных точках, например при КЗ в конце зоны действия мгновенной отсечки предыдущей линии $W2$, при КЗ за трансформатором приемной подстанции или трансформатором на ответвлении защищаемой линии (имеется в виду, что трансформаторы оборудованы быстродействующими защитами).

Можно выбирать 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 приведен на рис. 1.19 при использовании трехступенчатых защит SEPAM с независимым (фиксированным) временем срабатывания.

Как видно из рис. 1.19, именно средняя ступень трехступенчатой токовой защиты с небольшим временем срабатывания может значительно ускорить отключение КЗ на линии.

В дополнение к этому нужно отметить, что для отсечек с замедлением не требуется выполнения условия (1.17) 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 замедлению действия 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, трехфазное 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 приведет к перебою 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 поврежденный элемент с выдержкой времени селективной МТЗ, то необходимо уменьшить время отключения КЗ. Одним из наиболее простых и дешевых 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.

Ток срабатывания неселективной токовой отсечки, предназначенной для обеспечения устойчивой параллельной работы синхронных электрических машин, выбирается из условия ее надежного срабатывания в тех зонах, где трехфазные КЗ вызывают снижение

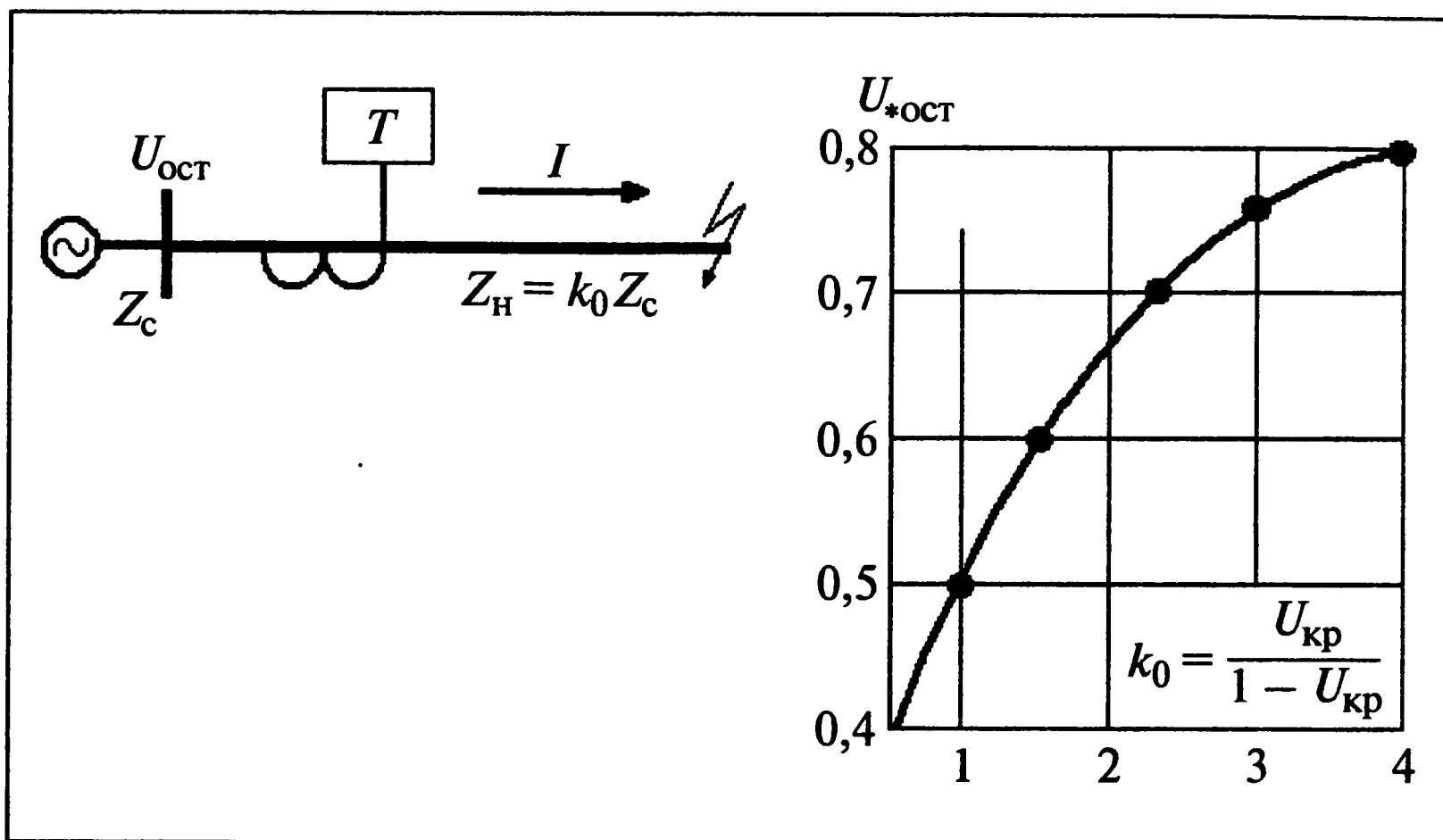


Рис. 1.20. Расчетная схема к выражению (1.18) и зависимость $U_{*ост} = f(k_0)$

напряжения в месте установки отсечки ниже допустимого значения остаточного напряжения $U_{ост}$ (рис. 1.20, а). Значение тока срабатывания неселективной отсечки, А, определяется по выражению

$$I_{с.о} \leq \frac{U_{сmin}}{\sqrt{3}k_H(Z_{сmin} + k_0 Z_{сmin})}, \quad (1.18)$$

где $U_{сmin}$ — междуфазное напряжение (ЭДС) питающей энергосистемы в минимальном режиме ее работы, может приниматься в пределах 0,9 — 0,95 номинального, В; $Z_{сmin}$ — сопротивление энергосистемы (в минимальном режиме ее работы) до места установки отсечки, Ом; k_0 — коэффициент, отражающий зависимость остаточного напряжения $U_{ост}$ в месте установки рассчитываемой отсечки от удаленности трехфазного КЗ ($Z_K = k_0 Z_{сmin}$), определяется по зависимости $U_{*ост} = f(k_0)$, приведенной на рис. 1.20, б; k_H — коэффициент надежности, принимаемый в пределах 1,1 ÷ 1,2. Значение остаточного напряжения $U_{*ост}$, необходимое для обеспечения параллельной работы синхронных электрических машин и различных категорий потребителей, определяется для конкретных случаев службами (группами) электрических режимов; в приближенных расчетах принимают, что для обеспечения динамической стойкости синхро-

нных генераторов необходимо обеспечить $U_{*ост} \geq 0,6$, а синхронных электродвигателей $U_{*ост} \geq 0,5$.

Для обеспечения успешного действия устройства АПВ (или АВР) после срабатывания неселективной токовой отсечки необходимо выполнить несколько условий дополнительно к условию (1.18), в том числе:

- согласовать чувствительность и время 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 раньше или защита сработала 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;
- обеспечить отстройку неселективной отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов по условию (1.17);
- обеспечить отстройку неселективной отсечки от КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения каждого из трансформаторов, включенных 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 защита минимального напряжения прямой последовательности (код ANSI 27D).

Защита (27D) настраивается на срабатывание при снижении напряжения прямой последовательности (в месте установки защиты) до 0,5 — 0,6 номинального значения. 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 неизо-

лированных проводов линий, выбирается по формуле, полученной из выражения (1.14):

$$I_{с.о} \leq \frac{s_{\text{факт}} C}{\sqrt{t_{\text{откл}}}}. \quad (1.19)$$

Здесь обозначения такие же, как и в выражении (1.14). Например, при сечении проводов $s = 35 \text{ мм}^2$ и $t_{\text{откл}} = 0,4 \text{ с}$ (неселективная отсечка плюс АПВ линии) первичный ток срабатывания отсечки должен быть установлен не более 3850 А. 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.

Список литературы

1. **Правила** устройства электроустановок. — 7-е изд.— СПб.: Изд-во ДЕАН, 2003.
2. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. — 15-е изд. — М.: СПО ОРГРЭС, 2003.
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. **Голубев М. Л.** Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4 — 35 кВ. — М.: Энергия, 1985.
6. **Шабад М. А.** Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. — СПб.: ПЭИпк, 2003.
7. **Документация** по SEPRAM серий 20, 40, 80.
8. **Александров А. М.** Выбор уставок защит асинхронных электродвигателей выше 1 кВ. — СПб.: ПЭИпк, 2006.
9. **Небрат И. Л.** Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ. — СПб.: ПЭИпк, 2006.
10. **Соловьев А. Л.** Защита асинхронных электрических двигателей напряжением 0,4 кВ. — СПб.: ПЭИпк, 2006.
11. **Небрат И. Л., Полесицкая Т. П.** Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты (2 части). — СПб.: ПЭИпк, 2006.

Содержание

Предисловие	3
ГЛАВА ПЕРВАЯ. Выбор уставок защит линий 6 – 35 кВ.	7
1.1. Основные виды и схемы сетей 6 – 35 кВ.	7
1.2. Требования к релейной защите	11
1.3. Общие требования к расчету (выбору уставок) релейной защиты.	14
1.4. Основные условия расчета ступенчатых токовых защит линий от междуфазных КЗ.	17
1.5. Расчеты рабочих уставок максимальной токовой защиты линий	20
1.6. Примеры расчета рабочих уставок ступенчатых токовых защит линий от междуфазных КЗ с цифровыми и аналоговыми реле	34
1.7. Расчеты токовых отсечек	52
Список литературы.	62

Библиотечка электротехника

Приложение к производственно-массовому журналу “Энергетик”

СОЛОВЬЕВ АЛЕКСАНДР ЛЕОНИДОВИЧ

**Выбор характеристик и уставок защиты электрооборудования
с использованием микропроцессорных терминалов
(Часть 1)**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

115280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Телефоны: (495) 675-19-06, тел. 675-00-23 доб. 22-47; факс: 234-74-21

Научный редактор **М. А. Шабад**

Редакторы: **Л. Л. Жданова, Н. В. Ольшанская**

Худож.-техн. редактор **Т. Ю. Андреева**

Корректор **Е. П. Севостьянова**

Сдано в набор 10.03.08. Подписано в печать 23.04.08.

Формат 60×84¹/₁₆. Печать офсетная.

Печ. л. 4,0. Заказ БЭТ/04(112)-2008

Макет выполнен издательством “Фолиум”: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.

Отпечатано типографией издательства “Фолиум”: 127238, Москва, Дмитровское ш., 58.