

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования  
«ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

---

**М. А. МЕЛЬНИКОВ**

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Рекомендовано Сибирским региональным отделением УМО высших учебных заведений РФ по образованию в области энергетики и электротехники для межвузовского использования в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по направлениям подготовки 551700 и 650900 (140200) «Электроэнергетика» для специальностей 100400 (140211) «Электроснабжение» и 100200 (140205) «Электроэнергетические системы и сети» всех форм обучения

Издательство  
Томского политехнического университета

Томск 2008

УДК 621.316; 621.313

М48

Мельников М. А.

М48 Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / М.А. Мельников – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 218 с.

В учебном пособии рассматриваются основные виды устройств релейной защиты и автоматики для элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: высоковольтных линий, трансформаторов и электродвигателей, схемы устройств и их работа.

С целью углубленного изучения теоретического материала по большинству элементов систем электроснабжения выполнены примеры расчета релейной защиты.

Пособие подготовлено на кафедре электроснабжения промышленных предприятий ТПУ и ориентировано на студентов электроэнергетических и электромеханических специальностей.

УДК 621.316; 621.313

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским советом  
Томского политехнического университета

*Рецензенты*

Доктор технических наук, профессор кафедры  
«Системы электроснабжения предприятий» НГТУ  
*В.З. Манусов*

Доктор технических наук, профессор кафедры  
«Электротехника и автоматика» ТГАСУ  
*В.И. Курец*

© Томский политехнический университет, 2008

© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2008

© М.А. Мельников, 2008

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящем пособии излагаются основные требования к релейной защите и автоматике систем электроснабжения промышленных предприятий (ЭСПП), производится расчет устройств релейной защиты, рассматриваются схемы их функционирования и устройств автоматики элементов систем ЭСПП: высоковольтных линий (воздушных и кабельных), трансформаторов и электродвигателей напряжением выше 1 кВ. Элементная база устройств релейной защиты и автоматики практически не рассматривается, поскольку она изучается в дисциплине «Информационная измерительная техника и электротехника». Кроме того, для функциональных схем релейной защиты и автоматики, которые здесь изучаются, практически безразлично, какая элементная база в схемах используется.

Для выполнения устройств релейной защиты и автоматики на любой элементной базе требуются линейные и нелинейные измерительные преобразователи синусоидальных напряжений и токов, такие, например, как трансформаторы, трансреакторы, фильтры симметричных составляющих, насыщающиеся трансформаторы тока, выпрямители и др. В связи с этим в пособии подробно рассмотрены первичные измерительные преобразователи тока и напряжения, насыщающиеся трансформаторы тока и фильтры тока нулевой последовательности.

Система электроснабжения промышленных предприятий – сложный комплекс взаимосвязанных элементов, релейная защита и автоматика которых рассматриваются «снизу вверх» по потоку электроэнергии, начиная от распределительных сетей, их электроприемников, трансформаторов главных понизительных подстанций и заканчивая питающими линиями.

Из токовых защит изучаются максимальные токовые, комбинированные, дифференциальные защиты, защиты нулевой и обратной последовательности, распределительных сетей, трансформаторов и питающих линий, защиты от замыкания на землю в сетях с изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы нейтральными.

Из устройств автоматики систем электроснабжения рассмотрены более широко используемые, а именно: устройства автоматического повторного включения (УАПВ) и устройства автоматического включения резерва (УАВР), а также устройства противоаварийной автоматики трансформаторов и автоматические устройства управления режимами работы трансформаторов.

Автором пособия не ставилась задача рассмотреть все разновид-

ности токовых, дифференциальных токовых защит и дистанционные защиты линий. Так, например, распределительные сети системы электроснабжения предприятий, как правило, имеют номинальное напряжение  $U_n \leq 35$  кВ и, согласно [17], работают с изолированными ( $U_n \leq 10$  кВ) или с заземленными через дугогасящие реакторы ( $U_n \leq 35$  кВ) нейтральными, поэтому токовые защиты нулевой последовательности сетей с большими токами замыкания на землю в этом пособии рассматриваются кратко. Подробнее об этом в [21, 22].

Ниже будет показано (разделы 2.4; 2.5), что первая и вторая ступени токовой защиты при некоторых условиях сохраняют селективность в сетях с двухсторонним питанием, поэтому они могут и не иметь органов направления мощности, к тому же распределительные сети систем ЭСПП, как правило, с односторонним питанием, следовательно, в этих сетях токовые направленные защиты не находят применения и здесь не рассматриваются.

В приложении приведены примеры расчетов релейной защиты распределительных сетей 6 и 10 кВ, расчеты защит силовых трансформаторов: максимальной токовой, в том числе с пуском по напряжению, дифференциальной токовой защиты без торможения, дифференциальной токовой отсечки и другие.

## **1. НАЗНАЧЕНИЕ, ФУНКЦИИ И ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И АВТОМАТИКЕ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

### **1.1. Назначение релейной защиты и автоматики**

Система электроснабжения – это сложный производственный комплекс, все его элементы участвуют в едином производственном процессе, основными специфическими особенностями которого являются быстротечность явлений и неизбежность повреждений аварийного характера – коротких замыканий (КЗ) в электрических установках. Поэтому надежное и экономичное функционирование систем электроснабжения возможно только при широкой их автоматизации. Для этой цели используется комплекс автоматических устройств, состоящий из устройств автоматического управления и устройств автоматического регулирования.

**Устройства автоматического управления.** Среди них первостепенное значение имеют устройства релейной защиты, действующие при повреждении электрических установок. Наиболее опасные и частые по-

вреждения – короткие замыкания между фазами электрической установки и короткие замыкания фаз на землю в системах с глухозаземленными нейтралями. В электрических машинах и трансформаторах наряду с указанными повреждениями возникают замыкания между витками обмотки одной фазы. Вследствие КЗ нарушается нормальная работа системы электроснабжения с возможным выходом синхронных генераторов, компенсаторов и электродвигателей из синхронизма из-за несвоевременного их включения в сеть и нарушения режима работы электроприемников. Опасность представляют также термическое и динамическое действие токов КЗ как в месте повреждения, так и при прохождении его по неповрежденному оборудованию.

Для предотвращения развития аварии и уменьшения размеров разрушений при КЗ необходимо быстро выявить и отключить поврежденный элемент системы электроснабжения. Релейная защита автоматически выявляет поврежденный элемент и воздействует на отключение его выключателей. Основным выявительным элементом релейной защиты является специальный аппарат – измерительное реле.

Однофазные замыкания на землю в сетях с изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы нейтралями не сопровождаются возникновением больших токов (токи не превышают нескольких десятков ампер). Междофазные напряжения при этом не изменяются и работа системы электроснабжения не нарушается, поэтому необходимости в быстром отключении поврежденного участка нет, и устройства релейной защиты от замыканий на землю обычно действуют на сигнал. Исключение составляют горные предприятия, где по требованиям техники безопасности защиты действуют на отключение.

Кроме указанных ненормальных режимов работы, иногда в эксплуатации возникают режимы, вызванные перегрузкой оборудования или внешними КЗ, возникающими в других элементах. При этом по неповрежденному оборудованию протекают токи перегрузки, приводящие к преждевременному старению изоляции. От перегрузки предусматривается защита, действующая на сигнал.

Релейная защита ликвидирует токи КЗ путем отключения элементов системы электроснабжения.

Однако одной релейной защиты недостаточно для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения. Необходимость в устройствах автоматического включения резерва (УАВР) возникает в случаях двух и более секций шин на подстанциях и распределительных пунктах.

Воздушные линии электропередачи после их аварийного отключения можно включить повторно, т. к. повреждение может самоустра-

няться. Поэтому они оборудуются устройством автоматического повторного включения (УАПВ).

Повреждение одного из элементов системы электроснабжения и его отключение отражается, как правило, на работе всей системы. Например, отключение части потребителей приводит к повышению частоты и напряжения в системе, и наоборот – при отключении мощного генератора появляется дефицит электроэнергии, что может привести к снижению частоты и напряжения, расстройству работы электроприемников, выходу из синхронизма генераторов и нарушению устойчивости работы всей энергосистемы. Для восстановления нормального режима работы в системах используются устройства автоматической частотной разгрузки (УАЧР).

**Устройства автоматического регулирования.** Для поддержания напряжения в системе электроснабжения применяются устройства автоматического регулирования возбуждения (УАРВ) синхронных генераторов. Напряжением в системе электроснабжения можно управлять путем автоматического изменения реактивной мощности, вырабатываемой компенсирующими устройствами: непрерывно синхронными компенсаторами и перевозбужденными синхронными электродвигателями (ЭД) (изменением тока возбуждения УАРВ) и дискретно компенсирующими конденсаторными установками (изменением числа включенных секций конденсаторов автоматическими устройствами управления, компенсирующими установками).

Широко применяются также устройства автоматического регулирования коэффициентов трансформации трансформаторов с УРПН (устройствами регулирования под нагрузкой).

## **1.2. Функции релейной защиты и автоматики и основные требования, предъявляемые к этим устройствам**

Устройства защиты и автоматики должны выполнять определенные функции. Для релейной защиты такими функциями являются: ее срабатывание при повреждении защищаемого элемента и несрабатывание при КЗ за пределами этого элемента (внешние КЗ), а также в нормальных режимах. На каждом элементе системы электроснабжения обычно устанавливают основную и резервную защиты. В условиях эксплуатации защита может не справиться с заданными функциями: не сработать при повреждении в пределах защищаемого элемента; сработать при внешних КЗ (излишнее срабатывание) и при отсутствии повреждений в системе электроснабжения (ложное срабатывание). Все эти неправильные действия называются отказом функционирования защиты.

С целью ограничения отказов функционирования релейная защита элементов распределительных сетей должна отвечать требованиям «Правил устройств электроустановок» [17], 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, или электростанции, или подстанции. Быстрое отключение КЗ. Как известно, предотвращает нарушение устойчивости параллельной работы синхронных генераторов и синхронных электродвигателей, облегчает самозапуск электродвигателей, повышает вероятность успешных действий устройств автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резервного питания (АВР).

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

Требования селективности и быстродействия наиболее просто удовлетворяются при использовании защит, обладающих абсолютной селективностью, как, например, дифференциальные защиты трансформаторов, линий и других элементов энергосистемы. По принципу действия они не срабатывают при КЗ на смежных элементах и поэтому выполняются с мгновенным действием на отключение поврежденного элемента. Но такие защиты не могут использоваться в качестве резервных при КЗ на смежных элементах, для этих целей применяются защиты, обладающие относительной селективностью (максимальные токовые, дистанционные), которые в общем случае должны выполняться с выдержками времени [22]. 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» [17] допускают неселективное действие защиты, исправляемое последующим действием устройств АПВ или АВР, в следующих случаях:

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

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

Допустимое время отключения КЗ по условиям предотвращения нарушения устойчивости работы энергосистемы или электроустановок потребителей определяется службами (группами) электрических режимов энергосистемы. Приближенно считается, что защита должна действовать без замедления при всех КЗ, обуславливающих остаточные напряжения ниже  $(0,6-0,7) U_{ном}$  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 действия защит с относительной селективностью может происходить с некоторым замедлением, однако следует стремиться к тому, чтобы замедление было минимальным. Это возможно при использовании современных цифровых реле и выключателей, при умелом применении обратозависимых времятоковых характеристик токовых реле максимальных защит, что рассмотрено далее.

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

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

Наряду с выполнением всех необходимых мероприятий по обеспечению надежности функционирования устройств релейной защиты должно предусматриваться резервирование возможных отказов защит или выключателей. «Правила» [17] указывают на необходимость установки резервных защит, обеспечивающих дальнейшее резервирование, т. е. способность действовать при КЗ на смежных линиях в случае отказа собственной защиты или выключателя поврежденной линии (шин,



трансформатора и т. п.).

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

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

Чувствительностью релейной защиты называют ее способность реагировать на все виды повреждений и аварийных режимов, которые могут возникать в пределах основной защищаемой зоны и зоны резервирования. Оценка чувствительности основных типов релейных защит должна производиться при помощи коэффициентов чувствительности, значения которых для разных типов защиты и реле указываются в «Правилах» [17]. 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 [17].

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. Вместе с тем «Правила» допускают не согласовывать между собой чувствительность тех ступеней защит смежных элементов, которые предназначены для дальнего резервирования, если неотключение КЗ вследствие недостаточной чувствительности

последующего (питающего) элемента, например, автотрансформатора, может привести к тяжелым последствиям. Решение об отказе согласования чувствительности защит должно утверждаться руководством предприятия наряду с решением о вынужденном выполнении неселективных защит или других отступлений от основных требований к релейной защите.

Реле, применяемые в релейной защите, классифицируются по признакам, в том числе: *по способу воздействия на отключение* – прямого и косвенного действия (см. рис. 1.1); *по принципу действия* – электромагнитные, электродинамические, тепловые, электронные, магнитоэлектрические и др.; *по параметру действия* – реле тока, напряжения, мощности, тепловые и др.

### **Основные параметры токовых релейных защит**

Ток срабатывания защиты  $I_{с.з}$  и ток срабатывания реле  $I_{с.р}$  – минимальные токи, при которых надежно срабатывает защита. Они находятся в зависимости:

$$I_{с.з} = K_{над} \cdot K_{сзп} \cdot I_{н.мах} / K_{в}, \quad (1.1)$$

$$I_{с.р} = K_{сх} \cdot I_{с.з} / K_{А}, \quad (1.2)$$

где  $K_{над}$  – коэффициент надежности, учитывающий погрешности реле и неточности в определении тока  $I_{с.з}$  (принимается по ПУЭ [17] от 1,1 и выше в зависимости от назначения защиты;  $K_{А}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока;  $K_{в}$  – коэффициент возврата реле ( $K_{в} = I_{в.р} / I_{с.р} = I_{в.з} / I_{с.з}$ );  $I_{н.мах}$  – максимальный ток нагрузки;  $K_{сзп}$  – коэффициент самозапуска, составляющий 2–4, и учитывает увеличение тока нагрузки при самозапуске ЭД.

Когда  $K_{сзп}$  неизвестен, рекомендуется принимать ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = 4 I_{н},$$

где  $I_{н}$  – номинальный ток защищаемого объекта (электродвигателя);  $I_{в}$  – ток возврата, при котором реле возвращается в исходное положение, он меньше тока срабатывания, поэтому  $K_{в}$  меньше единицы и составляет 0,8–0,85. Чем выше  $K_{в}$ , тем более чувствительна защита. Коэффициент схемы:

$$K_{сх} = I_{р} / I_{2н}. \quad (1.3)$$

Он представляет собой отношение тока в обмотке реле  $I_{р}$  к номинальному току во вторичной обмотке питающего это реле трансформатора тока  $I_{2н}$  (см. табл. 1.1).

Таблица 1.1

Схемы соединений ТА и реле	Вид КЗ	Формулы для определения сопротивления нагрузки $Z_H$ на зажимах вторичных обмоток	$K_{сх}$
<b>a</b> – соединение в звезду	трехфазное и двухфазное, однофазное	$\underline{Z}_H = \underline{r}_{каб} + \underline{Z}_p + \underline{r}_{пер};$ $\underline{Z}_H = 2\underline{r}_{каб} + \underline{Z}_p + \underline{Z}_{po} + \underline{r}_{пер}$	1
<b>б</b> – соединение в неполную звезду	трехфазное, двухфазное АВ или ВС, двухфазное АС	$Z_H = \sqrt{3} r_{каб} + Z_p + r_{пер};$ $Z_H = 2 r_{каб} + Z_p + r_{пер};$ $Z_H = r_{каб} + Z_p + r_{пер}$	1
<b>в</b> – соединение на разность токов двух фаз	трехфазное, двухфазное АС, двухфазное АВ или ВС	$Z_H = \sqrt{3} (2 r_{каб} + Z_p) + r_{пер};$ $Z_H = 4 r_{каб} + 2 Z_p + r_{пер};$ $Z_H = 2 r_{каб} + Z_p + r_{пер}$	$\sqrt{3}$
<b>г</b> – соединение в треугольник	трехфазное и двухфазное, однофазное	$Z_H = 3 (r_{каб} + Z_p) + r_{пер};$ $Z_H = 2 (r_{каб} + Z_p) + r_{пер}$	$\sqrt{3}$
Примечание: $r_{каб}$ , $Z_p$ , $r_{пер}$ – сопротивление кабеля, реле, переходных контактов			

Надежность действия защиты проверяется по коэффициенту чувствительности  $K_{ч}$ , величина которого определяется видом защиты и устанавливается «Правилами» [17]:

$$K_{ч} = I_{кз}^{(2)} / (K_{ТА} \cdot I_{с.р}) = I_{кз}^{(2)} / I_{с.з}, \quad (1.4)$$

где  $I_{кз}^{(2)}$  – минимальный ток двухфазного КЗ в конце линии или на шинах низшего напряжения трансформатора.

По табл. 1.1 проверяют нагрузку на ТА при допустимой 10%-й погрешности. При этом определяют кратность  $m$ , т. е.  $I_{кз}/I_{н.ТА}$ , затем по кривой кратности (см. рис. 1.2) находят  $Z_{доп}$  – допустимое сопротивление нагрузки вторичной обмотки ТА и сравнивают  $Z_{доп}$  с расчетным сопротивлением  $Z_H$  (см. табл. 1.1).

На рис. 1.1 приведены принципиальные схемы защиты с реле прямого и косвенного действия.

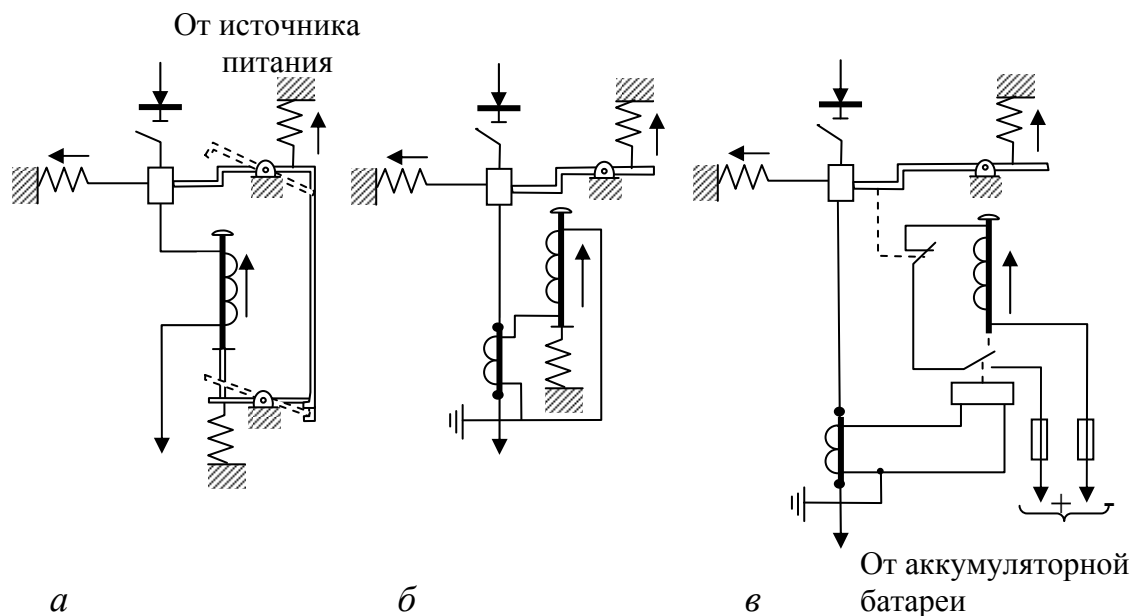


Рис. 1.1. Принципиальная схема устройства релейной защиты:  
*a* – с первичным реле прямого действия; *б* – с вторичным реле прямого действия; *в* – с вторичным реле косвенного действия

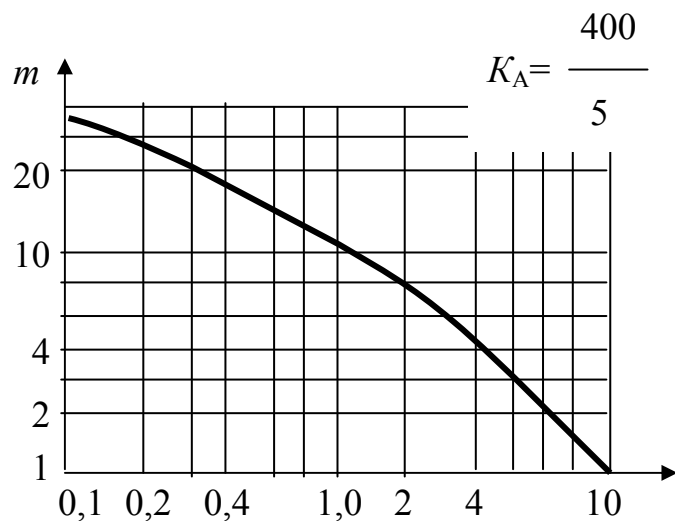


Рис. 1.2. Кривая кратности первичного тока при 10%-й погрешности трансформатора тока типа ТПЛ-10

Ток питания цепей релейной защиты, автоматики и сигнализации называется оперативным током. Надежность источника оперативного тока и исправность его сети обеспечивают безопасную работу всех элементов, входящих в устройство релейной защиты. Постоянный или выпрямленный ток получают от аккумуляторных батарей или от выпрямительных устройств. Имеются также специальные блоки питания типов БПТ–1001, БПН–1001, БПНС для непосредственного подключения реле времени, промежуточных реле и катушек отключения, работающих на постоянном токе.

В релейной защите и автоматике систем электроснабжения наряду с микропроцессорными, микроэлектронными и цифровыми используются электромеханические реле: электромагнитные, индукционные, магнитоэлектрические.

## **ЭЛЕМЕНТЫ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ**

### **1.3. Линейные измерительные преобразователи синусоидальных напряжений и токов**

Для выполнения устройств релейной защиты и автоматики на любой элементной базе требуются линейные или нелинейные измерительные преобразователи синусоидальных напряжений и токов.

К измерительным органам воздействующая величина – ток или напряжение – обычно подводится от первичных измерительных преобразователей, соответственно, тока или напряжения. Они обеспечивают изоляцию цепей тока и напряжения измерительных органов от высокого напряжения и позволяют независимо от номинального первичного тока или напряжения получать стандартное значение вторичного тока или напряжения, соответственно,  $I_{2н} = 1; 5$  А при любых значениях  $I_{1н}$  (допускается  $I_{2н} = 2; 2,5, 10$  и  $20$  А) и  $U_{2н} = 100$  В. Первичными преобразователями тока являются измерительные трансформатора тока  $TA$ , преобразователями напряжения – измерительные трансформаторы напряжения  $TU$ .

#### **1.3.1. Измерительные трансформаторы тока**

Особенностью измерительных  $TA$  является режим короткого замыкания (близкий к КЗ) его вторичной цепи. Первичная обмотка трансформатора  $TA$  с числом витков  $W_1$ , включается в цепь тока  $I_1$  сети, а во вторичной обмотке с числом витков  $W_2$  подключаются цепи тока изме-

рительных органов, например реле  $KA1$ ,  $KA2$  с относительно малым сопротивлением (рис. 1.3).

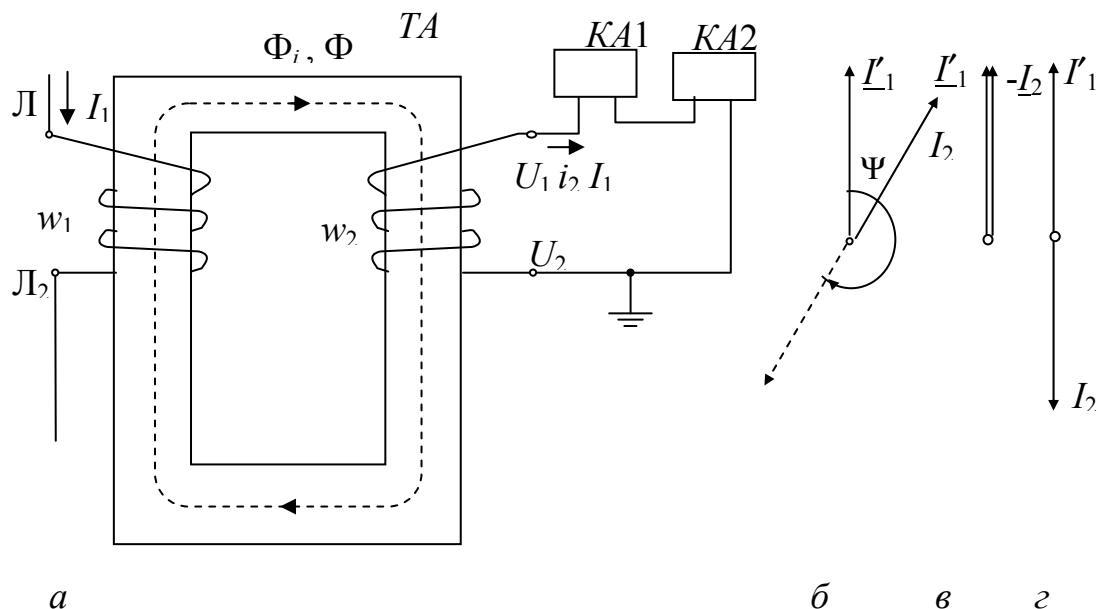


Рис. 1.3. Измерительный трансформатор тока и векторные диаграммы токов

На рис. 1.3, *a* показаны направления токов  $I_1$ ,  $I_2$ ,  $i_1$ ,  $i_2$  в некоторый момент времени и принятого направления намотки витков. Направление  $\Phi_i$  при заданном направлении тока  $i_1$  определяется по правилу буравчика. Ток  $i_2$  всегда направлен так, что размагничивает магнитопровод. При этом результирующий поток  $\Phi$ , согласно закону полного тока, создается совместным действием МДС  $i_1 W_1$  и  $i_2 W_2$  обеих обмоток (МДС – магнитодвижущая сила).

На рис. 1.3, *б, в, г* построены векторные диаграммы токов  $I'_1$  и  $I_2$  для различных принятых положительных направлений токов. Если для первичного тока  $I_1$  принять положительное направление от начала к концу обмотки, а для вторичного  $I_2$  от конца к началу обмотки, как показано стрелками на рис. 1.3, *a*, то векторы МДС и токов первичной и вторичной обмоток оказываются направленными противоположно (см. рис. 1.3, *б* (пунктир), *г*). При этом, согласно закону полного тока,

$$I_1 W_1 - I_2 W_2 = F_{\text{нмг}}. \quad (1.5)$$

Результирующая МДС создается частью тока  $I_1$ , которая называется током намагничивания  $I_{\text{нмг}}$ , т. е.  $I'_{\text{нмг}} = I_{\text{нмг}} W_1$ .

В идеальном трансформаторе тока результирующая МДС  $F_{\text{нмг}} = 0$ .  
При этом

$$I_1 W_1 - I_2 W_2 = 0; \quad (1.6)$$

или

$$I_2 = I_1 W_1 / W_2. \quad (1.7)$$

Токи  $I_2$  и  $I'_1$  равны и совпадают по фазе. На векторной диаграмме их изображают одним вектором (рис. 1.3, в).

**Примечание.** Векторная диаграмма имеет смысл только при условии, что для каждой величины выбрано условное положительное направление. Так, из диаграммы рис. 1.3, б следует, что ток  $I_2$  отстает от  $I'_1$  на  $\Psi$ . Однако указанный момент времени становится неопределенным, если неизвестно, какое из двух возможных направлений тока  $I_2$  считается положительным. Для другого положительного направления  $I_2$  угол сдвига  $\Psi + \pi$  (на рис. 1.3, б показано пунктиром). Поэтому при построении векторных диаграмм необходимо задать положительное направление токов. Если положительное направление токов  $I_1$  и  $I_2$  принято от начала обмоток к их концам, то МДС обеих обмоток и векторы токов  $I'_1$  и  $I_2$  сдвинуты по фазе на угол  $\pi$  (см. рис. 1.3, з). В дальнейшем при построении диаграмм условное положительное направление тока  $I_1$  принимается от начала к концу обмотки, а  $I_2$  - от конца к началу (см. рис. 1.3, а, в).

Для реального ТА и принятых условных положительных направлениях токов  $I_1 W_1 - I_2 W_2 = I_{\text{нмг}} W_1$ , откуда

$$I_1 W_1 / W_2 = I_2 + I_{\text{нмг}} W_1 / W_2,$$

или

$$I'_1 = I_2 + I'_{\text{нмг}}. \quad (1.8)$$

Этому соответствует электрическая схема замещения ТА (см. рис. 1.4, а).

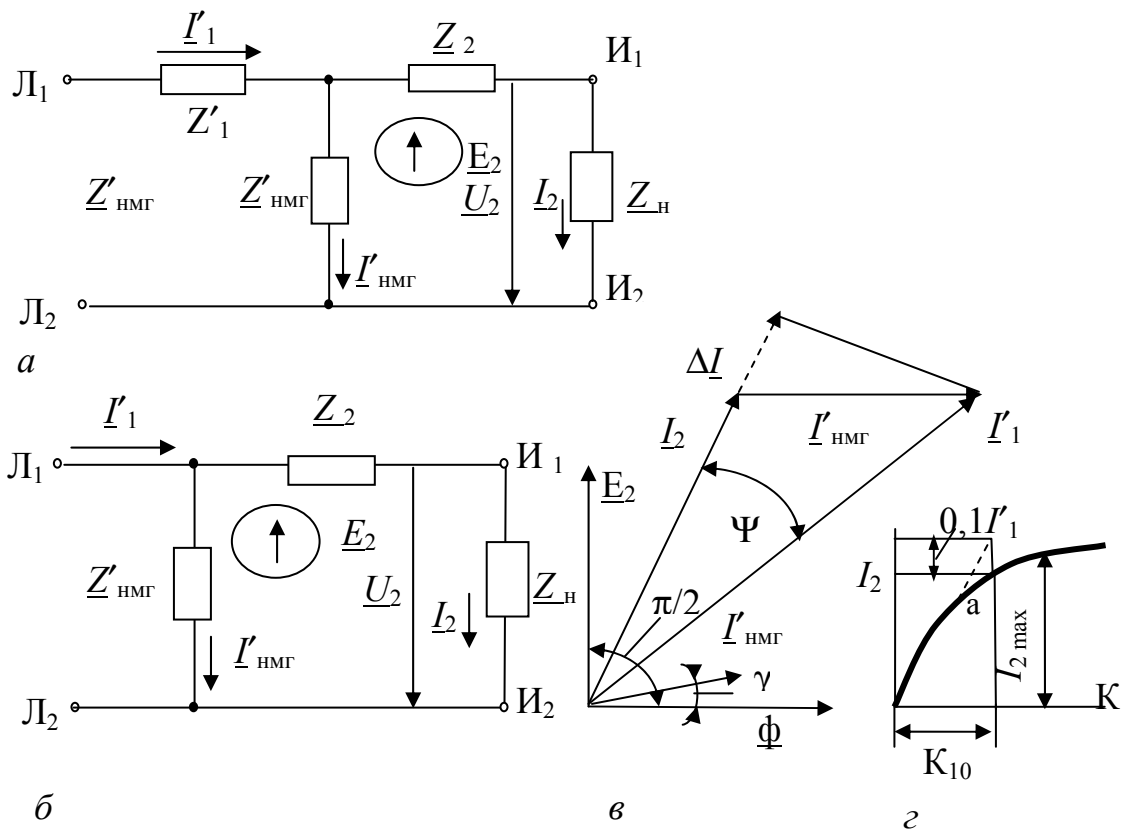


Рис. 1.4. Электрическая схема замещения  $TA$ , векторная диаграмма и зависимость вторичного тока от кратности первичного тока ( $K$ )

Здесь ко вторичной обмотке приведены сопротивления первичной обмотки  $Z'_1$  и ветвь намагничивания  $Z'_{HMГ}$ . Эта схема принципиально не отличается от схемы замещения силового трансформатора. Только в отличие от него  $TA$  питается от источника тока, поэтому  $I_1$  и  $I_1 W_1$  (МДС) не зависят от режима работы  $TA$  (от значений  $Z_H$ ). Из схемы замещения также видно, что сопротивление первичной обмотки  $Z'_1$  не влияет на распределение тока между ветвью намагничивания и нагрузкой, поэтому его ( $Z'_1$ ) из схемы замещения (рис. 1.4, б) исключают.

При построении диаграммы (рис. 1.4, в) за исходную величину принят ток  $I'_{HMГ}$ , магнитный поток  $\Phi$  отстает от  $I'_{HMГ}$  на угол  $\gamma$ , определяемый потерями в стали  $TA$ . Положительное направление ЭДС  $E_2$  принято совпадающим с положительным направлением  $I_2$ , т. е. от конца к началу вторичной обмотки. В связи с этим  $E_2$ , наводимая потоком  $\Phi$  во вторичной обмотке, опережает его на угол  $\pi/2$ . В замкнутой вторичной обмотке протекает ток  $I_2$ , отстающий от  $E_2$  на некоторый угол, определяемый соотношением составляющих  $R$  и  $iX$  сопротивлений  $Z_2$  и  $Z_H$ .



По схеме замещения и выражению (1.8) определяется ток  $I_1'$ . Из векторной диаграммы видно, что ток  $I_2$  отличается от приведенного первичного  $I_1'$  по абсолютному значению на  $\Delta I$  и по фазе на угол  $\Psi$ . Ток  $I_{\text{нмг}}' \ll I_1'$ , поэтому результирующая МДС  $F_{\text{нмг}}$ , определяющая рабочий поток  $\Phi$  и ЭДС  $E_2$ , во много раз меньше МДС первичной обмотки  $I_1 W_1$ . Очевидно, чем меньше  $Z_{\text{н}}$ , тем ближе режим цепи вторичной обмотки к режиму КЗ, тем большая часть тока  $I_1$  замыкается по цепи вторичной обмотки и тем точнее работает ТА. По мере увеличения  $Z_{\text{н}}$  ток  $I_1$  распределяется таким образом, что  $I_2$  уменьшается, а ток  $I_{\text{нмг}}$  увеличивается, т. е. ТА работает все с большей погрешностью. В пределе  $Z_{\text{н}} = \infty$ ,  $I_2 = 0$ ,  $I_{\text{нмг}}' = I_1'$  результирующая МДС резко возрастает и становится равной МДС первичной обмотки. Следствием этого является значительное увеличение потока  $\Phi$ . При разомкнутой вторичной обмотке магнитопровод быстро насыщается, что обуславливает появление на разомкнутой обмотке несинусоидальной ЭДС  $e_2$ , максимальные значения которой могут достигать киловольты. Наряду с этим в связи с увеличением потока  $\Phi$  возрастают потери в стали и магнитопровод нагревается, что приводит к быстрому износу изоляции обмоток и магнитопровода. Таким образом, нормальным режимом работы ТА является режим КЗ вторичной цепи с малым значением МДС  $F_{\text{нмг}}$ .

На точность работы ТА влияет не только нагрузка, но и значение  $I_1$ . На рис. 1.4,  $z$  представлена зависимость  $I_2$  от кратности первичного тока  $K = I_1 / I_{1\text{н}}$  при  $Z_{\text{н}} = \text{const}$ . До точки перегиба «а» эта зависимость близка к прямолинейной. Дальнейшее увеличение  $I_1$  из-за насыщения магнитопровода ТА почти не приводит к увеличению  $I_2$ , а ток  $I_{\text{нмг}}$  возрастает. С увеличением  $Z_{\text{н}}$  перегиб наступает при меньшем  $K$ .

Точность работы ТА характеризуют токовая, полная и угловая погрешности. Токовая погрешность определяется арифметической разностью  $I_2$  и  $I_1'$ ,  $f_i = 100 \% \Delta I / I_1'$ , а угловая погрешность – углом сдвига  $\Psi$  между этими токами.

Точность работы ТА, предназначенных для релейной защиты, характеризуется полной погрешностью  $\varepsilon$ . Она пропорциональна геометрической разности между  $I_2$  и  $I_1'$ , т. е. току намагничивания  $I_{\text{нмг}}'$ . Из векторной диаграммы следует, что  $I_{\text{нмг}}' > \Delta I$ , поэтому  $\varepsilon > f_i$ . Полная погрешность

$$\varepsilon = \frac{100}{I_1} \sqrt{\frac{1}{T_0} \int (i_2 K_A - i_1)^2 dt},$$

где  $I_1$  – действующее значение первичного тока, А;  $T$  – длительность периода тока, с;  $K_A$  – номинальный коэффициент трансформации. В релейной защите используются  $TA$  с точностью  $\varepsilon = 5\%$  и  $\varepsilon = 10\%$  при заданной вторичной нагрузке и расчетной предельной кратности первичного тока  $TA$ . Полная погрешность связана с предельной кратностью  $K_{10} TA$ , представляющей собой наибольшее отношение  $I_1$  к его  $I_{1н}$  номинальному, при котором  $\varepsilon$  при заданной  $Z_2$  не превышает  $10\%$ .

Кроме рассмотренных измерительных  $TA$  в устройствах релейной защиты и автоматики применяются магнитные и дискретные трансформаторы тока. Их принципиальные особенности освещены в [1, 10, 22].

### 1.3.2. Первичные измерительные преобразователи напряжения

Особенностью измерительного трансформатора напряжения  $TV$  является режим холостого хода (близкий к х.х.) его вторичной цепи (см. рис. 1.5, а). Первичная обмотка  $TV$  с числом витков  $W_1$  включается на напряжение сети  $\underline{U}_1$ . Под действием  $\underline{U}_1$  по обмотке  $W_1$  проходит ток намагничивания  $I_{нмг}$ , создающий в магнитопроводе поток  $\Phi$ . Магнитный поток, в свою очередь, наводит в  $W_1$  и  $W_2$  ЭДС с действующими значениями, соответственно,  $E_1 = 4,44 f W_1 \Phi$ ,  $E_2 = 4,44 f W_2 \Phi$ . Отсюда

$$E_1/E_2 = W_1/W_2. \quad (1.9)$$

Отношение  $W_1/W_2$  называется коэффициентом трансформации и обозначается  $K_v$ . В режиме х.х. ток  $I_2 = 0$ , а  $I_1 = I_{нмг}$ . При этом  $\underline{U}_2 = \underline{E}_2$  и  $\underline{U}_1$  незначительно отличается от  $\underline{E}_1$ , поэтому

$$K_v = W_1/W_2 = U_1/U_2. \quad (1.10)$$

Работа  $TV$  с нагрузкой  $Z_n$  (например, реле напряжения  $KV$ ) сопровождается прохождением тока  $I_2$  и увеличением (по сравнению с х.х.) тока  $I_1'$  (см. рис. 1.5, б). Эти токи создают падение напряжения  $\Delta U$  в первичной и вторичной обмотках, вследствие чего  $\underline{U}_2 = \underline{U}_1' - \Delta \underline{U}$ . Из векторной диаграммы (см. рис. 1.5, в) следует, что вторичное напряжение  $\underline{U}_2$  отличается от приведенного первичного  $\underline{U}_1'$  по значению на  $\Delta \underline{U}$  и по фазе на угол  $\delta$ . Поэтому  $TV$  имеет две погрешности: по на-

пряжению  $f_v = \Delta U / U_1' 100\%$  или вследствие незначительного угла  $\delta$

$$f_v = K_v U_2 - U_1 / U_1' 100\% \quad (1.11)$$

и угловой погрешности, которая определяется углом  $\delta$  между векторами напряжения  $\underline{U}_1'$  и  $\underline{U}_2$ .

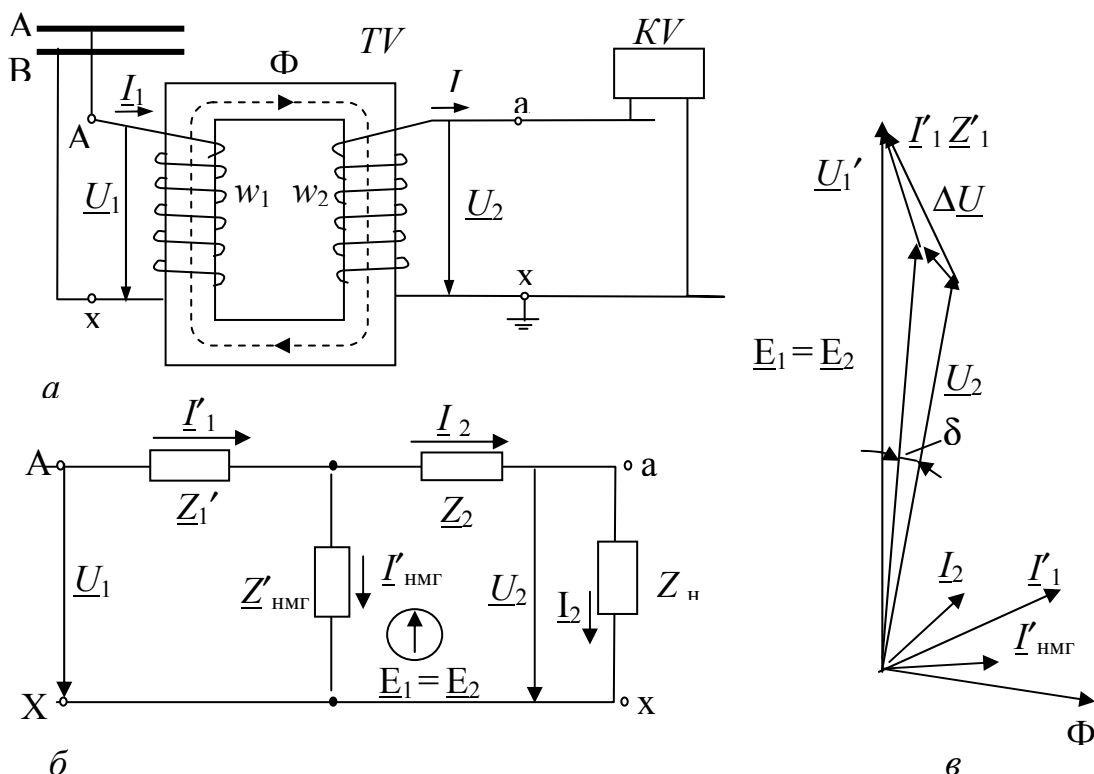


Рис. 1.5. Однофазный измерительный трансформатор напряжения (а), схема замещения (б) и векторная диаграмма (в)

Значения погрешностей  $TV$  определяются падением напряжения  $\Delta U$ , которое увеличивается с ростом вторичной нагрузки (тока  $I_2$ ). Вместе с ним возрастают и погрешности, поэтому нормальным режимом работы  $TV$  является режим, близкий к х.х.

В условиях эксплуатации  $TV$  может работать с различными погрешностями. В зависимости от погрешностей по ГОСТ 1983-77Е установлены четыре класса точности: 0,2; 0,5; 1 и 3 соответственно погрешностям  $f_v$  в процентах. Номинальная мощность  $TV$  отнесена к определенному классу точности. При допустимых перегрузках в несколько раз  $TV$  выходит из заданного класса точности. Начала и концы обмоток  $TV$  маркируются в соответствии с правилами, изложенными при рассмотрении  $TA$  (см. рис. 1.3, б). Для  $TV$ , как и для  $TA$ , в зависимости от принятого положительного направления тока и напряжения можно

построить векторные диаграммы с одинаково или противоположно направленными векторами  $\underline{U}_2$  и  $\underline{U}'_1$ . При этом погрешности не учитываются. В релейной защите и автоматике более удобна векторная диаграмма с совпадающими векторами  $\underline{U}_2$  и  $\underline{U}'_1$ .

Измерительные органы, в частности измерительные реле напряжения, включаются на фазные и междуфазные напряжения, а также напряжения нулевой и обратной последовательностей. Для получения напряжения нулевой последовательности используются однофазные и трехфазные  $TV$ , вторичные обмотки которых соединены по схеме суммирования фазных напряжений. Для формирования напряжения обратной последовательности включаются специальные схемы фильтров этой последовательности к вторичным обмоткам  $TV$ .

На рис. 1.6 приведены различные схемы соединения обмоток измерительных  $TV$  и реле: рис. 1.6, *а* – схема включения однофазного  $TV$ ; рис. 1.6, *б* – схема соединения обмоток  $TV$  в открытый (неполный) треугольник. Она является наиболее распространенной, но не может применяться в тех случаях, когда необходимо иметь фазные напряжения относительно земли; рис. 1.6, *в* – схема соединения обмоток  $TV$  в звезду, дает возможность включать реле на любые междуфазные напряжения, на напряжение фаз относительно искусственной нейтральной точки системы (реле  $KV4 - KV6$ ), а также по отношению к земле (реле  $KV7 - KV9$ ), схему по рис. 1.6, *в* можно выполнить посредством трех однофазных  $TV$  или одного трансформатора пятистержневого (применение одного трехфазного  $TV$  трехстержневого недопустимо, т. к. при однофазном замыкании на землю в сети по первичным обмоткам  $TV$  через его заземленную нейтраль проходят большие токи намагничивания нулевой последовательности и  $TV$  перегревается). Рис. 1.6, *г* – схема соединения обмоток  $TV$  в фильтр нулевой последовательности:

$$U_p = (U_A + U_B + U_C)/K_v = 3 U_o/K_v.$$

В нормальном режиме  $U_p = U_{нб} = 3...4 \text{ В}$  (при замыкании на землю  $U_p = 3U_{\text{омакс}}/K_v = 100 \text{ В}$ ).

Наиболее распространенной схемой  $TV$  является схема по рис. 1.6, *д*. В системах с заземленной нейтралью напряжение на зажимах разомкнутого треугольника не превышает  $U_\phi$ , а в системах с изолированной нейтралью оно может достигать  $3 U_\phi$ , поэтому  $U_{2н}$  обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник, принимается  $U_{2н} = 100 \text{ В}$ , если  $TV$  устанавливается в системе с заземленной нейтралью, и равным  $U_{2н} = 100/3 \text{ В}$  – при установке  $TV$  в системе с изолированной (или с заземлением через дугогасящий реактор) нейтралью.

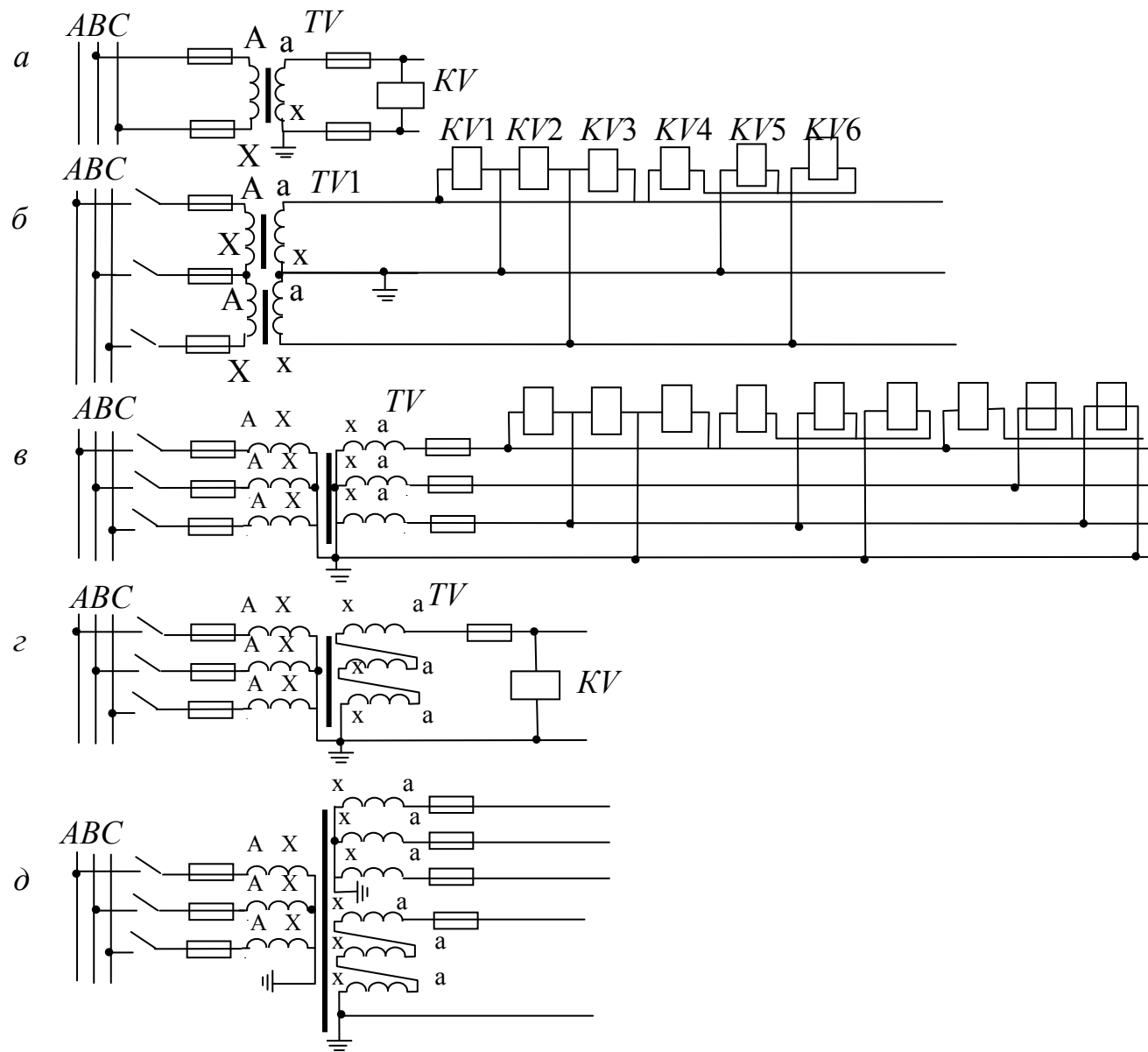


Рис. 1.6. Схемы соединения обмоток измерительных *TV* и реле

### 1.3.3. Насыщающиеся трансформаторы тока

В дифференциальной токовой защите (см. ниже) для улучшения ее характеристик при переходных процессах применяются насыщающиеся трансформаторы тока (*НТА*). На основе *НТА* выполняют измерительные реле двух разновидностей: с короткозамкнутой обмоткой и с магнитным торможением. При внешних КЗ и при включениях, например, силовых трансформаторов возникает переходный процесс. В этих случаях защита не должна действовать. Ток переходного процесса, содержащий апериодическую составляющую, используется для снижения чувствительности дифференциальной защиты, имеющей *НТА*, в течение затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Насыщающийся трансформатор тока *ТЛАТ* (рис. 1.7) содержит трехстержневой ферромагнитный сердечник. Первичный ток  $I_1$  поступает в обмотку  $W_1$ , а к вторичной  $W_2$  подключается измерительное максимальное реле тока КА. Характеристика  $I_p = f(I_1)$  зависит от характера изменения тока (рис. 1.7, б). Если ток  $I_1$  синусоидальный (не смещен относительно оси времени), то магнитная индукция в сердечнике изменяется в широких пределах  $-B_{\max} \leq B \leq +B_{\max}$ . Среднеквадратичному значению индукции пропорциональна средняя величина ЭДС вторичной обмотки и ток в реле  $I_p$ . В этом случае *НТА* работает как обычный *ТА*.

Апериодическая слагающая изменяет режим работы *НТА*, насыщая его магнитопровод. На рис. 1.7, б показан случай, когда ток  $i_{бр}$  (бросок тока намагничивания включаемого силового трансформатора) из-за апериодической составляющей полностью смещен относительно оси времени. Прохождение  $i_{бр}$  по  $W_1$  *НТА* сопровождается изменением индукции в пределах  $+B_s \geq B \geq +B_r$ . Поэтому среднее значение ЭДС вторичной обмотки и ток в реле получаются значительно меньшими, несмотря на то, что  $i_{бр\max} \geq I_{\max 1}$ . Обмотки  $W'_k$  и  $W''_k$  предусмотрены для усиления действия апериодической составляющей тока. Они соединены так, что поток  $\Phi$  левого и среднего стержней складываются. Поэтому часть тока обмотки  $W_1$  попадает в обмотку  $W_2$  путем двойной трансформации. Таким образом, апериодическая составляющая не трансформируется в обмотку  $W'_k$  и ухудшает трансформацию периодической составляющей. Ток двойной трансформации, поэтому, оказывается относительно мал. При отсутствии апериодической составляющей ток двойной трансформации возрастает.

Изменять характеристику *НТА* можно также путем изменения степени его намагничивания дополнительным током управления  $I_y$ . Для

этого предусматривается обмотка управления  $W_y$  (рис. 1.8, а).

Магнитный поток  $\Phi_y$ , обусловленный током  $I_y$ , замыкается только в крайних стержнях магнитопровода и намагничивает их. Для исключения влияния на работу реле ЭДС, индуцированной этим потоком в секциях обмотки  $W_2$ , секции включены так, чтобы ЭДС вычиталась. При этом  $\Phi_1$  от тока в первичной обмотке индуцирует в этом контуре ЭДС, действующую с ЭДС от  $\Phi_y$  и обуславливающую ток в обмотке реле. Таким образом, в *НТА* существует трансформаторная связь только между обмотками  $W_1$  и  $W_2$ , зависящая от степени намагничивания

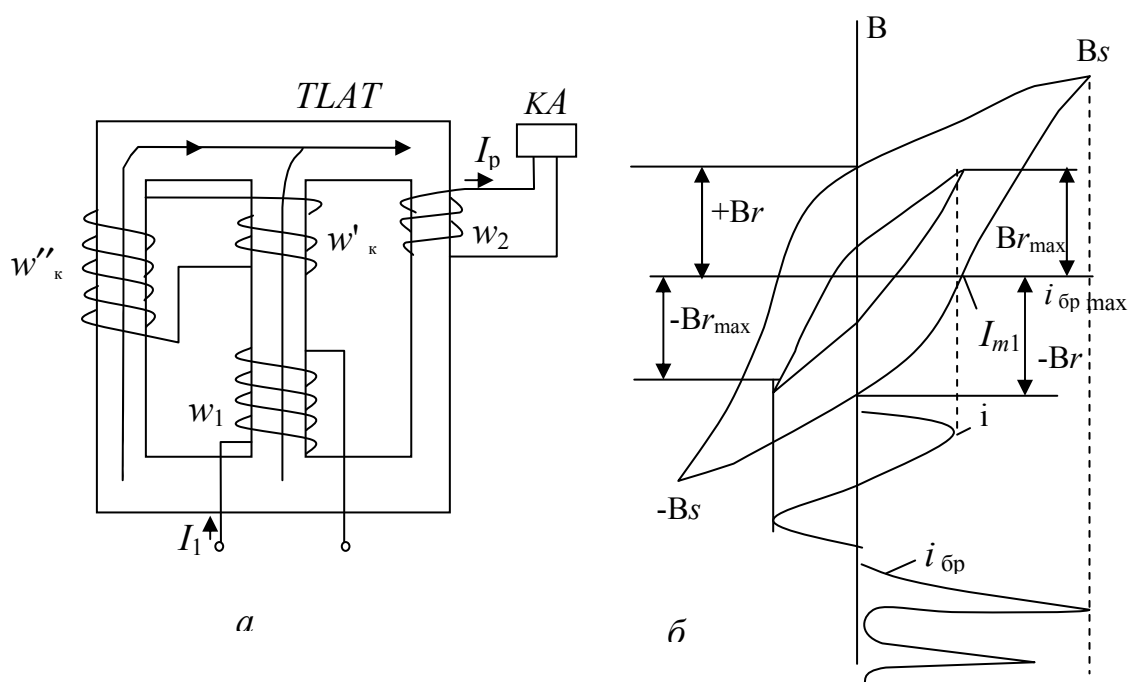


Рис. 1.7. Насыщающийся трансформатор тока (а) и графики мгновенных значений величин (б)

ния магнитопровода, т. е. от  $I_y$ . С увеличением  $I_y$ , например от  $I_{y1}$  до  $I_{y3}$ , степень намагничивания увеличивается и для получения одного и того же вторичного тока  $I_p$  необходимо увеличивать ток  $I_1$  (рис. 1.8, б), соответственно, от  $I'_1$  до  $I'''_1$ . Зависимость  $I_1 = f(I_y)$  называется тормозной характеристикой (рис. 1.8, в), а обмотка управления – тормозной обмоткой.

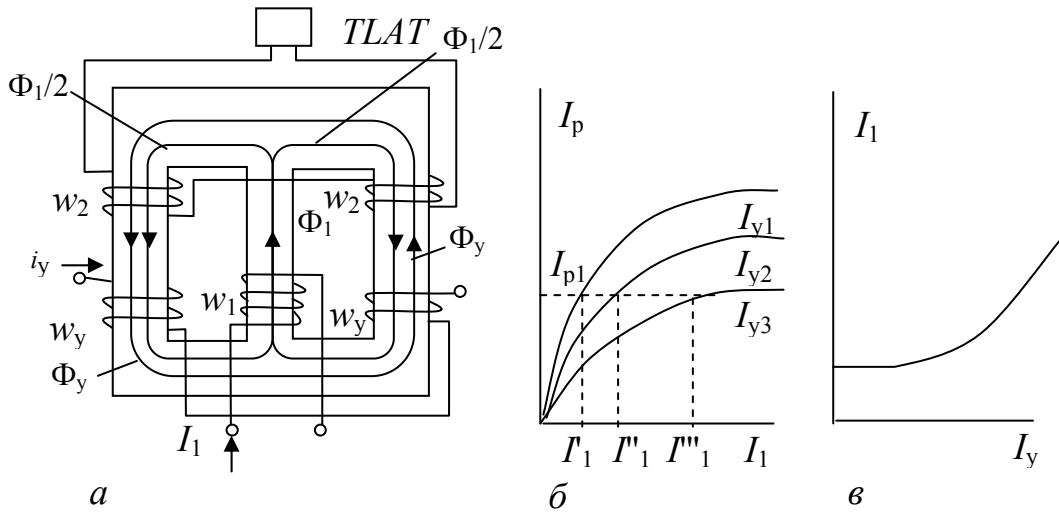


Рис. 1.8. Насыщающийся *ТА* с подмагничиванием (а) и его характеристики (б, в)

#### 1.4. Фильтр тока нулевой последовательности

Согласно методу симметричных составляющих первичный ток нулевой последовательности

$$\underline{I}_0 = (\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C) / 3.$$

На рис. 1.9 приведены схемы фильтров тока нулевой последовательности. Согласно рис. 1.9, а  $\underline{I}_p = \underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C$ . Для реальных *ТА* с учетом токов намагничивания и коэффициентов трансформации ток в реле

$$\underline{I}_p = (\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C) / K_A - (\underline{I}_{\text{нмг}A} + \underline{I}_{\text{нмг}B} + \underline{I}_{\text{нмг}C}) / K_A,$$

или

$$\underline{I}_p = 3 \underline{I}_0 / K_A - \underline{I}_{\text{нб}} / K_A.$$

Ток  $I_0$  появляется при повреждениях на землю. В других режимах через реле протекает  $I_{\text{нб}}$ , который увеличивается с возрастанием первичного тока и появлением в нем апериодической составляющей. Схема по рис. 1.9, а называется трансформаторным первичным фильтром тока нулевой последовательности. Он используется в защитах сетей с заземленными нейтралями.

В сетях с изолированными нейтралями применяется специальный измерительный трансформатор тока нулевой последовательности (ТНП) (рис. 1.9, б). При замыкании на землю эквивалентный первичный ток



определяется токами нулевой последовательности. Он обуславливает в магнитопроводе поток, который наводит ЭДС во вторичной обмотке ( $W_2$ ) ТНП, создающая ток в реле  $КА$ . Таким образом, ток в обмотке реле появляется только при замыкании на землю. Он пропорционален  $I_0$ .

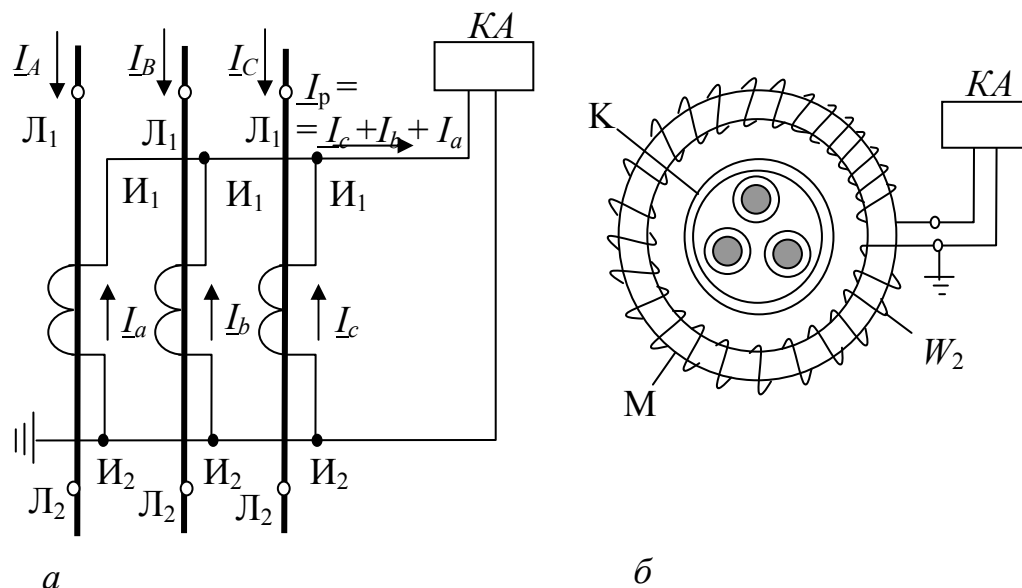


Рис. 1.9. Фильтры тока нулевой последовательности

Существенное отличие ТНП от трехтрансформаторного фильтра (рис. 1.9, а) состоит в том, что его ток небаланса определяется только несимметрией расположения проводов фаз кабеля относительно магнитопровода и расположенной на нем вторичной обмотки. Поэтому он значительно меньше  $I_{нб}$  трехтрансформаторного фильтра. Область применения ТНП определяется защитами от замыкания на землю в системах с изолированной и компенсированной нейтралью. Для повышения чувствительности защиты ТНП выполняют с подмагничиванием и прежде всего используются в защитах от замыкания на землю синхронных генераторов. Подробно об этом см. в [1, 13, 21, 22].

## 1.5. Элементная база устройств релейной защиты и автоматики

### Краткие сведения об электромеханических системах

Устройства релейной защиты и автоматики первого поколения создавались на основе электромеханических элементов. Начиная с 60-х годов эта элементная база стала заменяться полупроводниковой. Однако

и сейчас в релейной защите и автоматике систем электроснабжения наряду с полупроводниковыми используются электромеханические реле: электромагнитные, индукционные, магнитоэлектрические. По назначению они делятся на измерительные и логические. Под электромеханическим реле, согласно ГОСТ 16022-83, понимают электрическое реле, работа которого основана на использовании относительного перемещения его механических элементов под воздействием электрического тока, протекающего по его обмотке.

Здесь не рассматриваются принципы действия и устройства электромеханического реле, поскольку они изучаются в других дисциплинах, а также подробно освещены в [1, 10, 11, 21].

### **Полупроводниковые и микропроцессорные реле и терминалы**

На смену электромеханическим реле в последнее время пришли полупроводниковые аналоговые реле, а затем – микропроцессорные (цифровые) реле и терминалы, т. е. многофункциональные устройства управления и защиты электроустановок.

Эти устройства обладают многими достоинствами: непрерывный самоконтроль, связь с компьютером, фиксация параметров защищаемых элементов, простота наладки и обслуживания и др.

В числе достоинств цифровых реле – возможность выбора любой из нескольких времятоковых характеристик, «записанных» в памяти каждого токового модуля. Четыре типа времятоковых характеристик в реле серии *SPACOM* приняты по стандарту МЭК, еще один повторяет характеристику реле *PT-80 (ИТ-80)*, на Западе *R1*, и еще один тип предназначен специально для защиты от замыканий на землю. В то время как каждое электромеханическое реле тока с обратнoзависимой времятоковой характеристикой, как например *PT-80*, *PTB-1* или *PTBIV*, имеет только один тип характеристики с однозначно заданной крутизной.

Однако, использование современных микропроцессорных реле, и в том числе серии *SPACOM*, сопровождается предварительной настройкой каждого реле, и в первую очередь выбором только одной из заложенных в реле времятоковой характеристики с однозначно заданной крутизной.

В цифровых реле различных фирм могут быть записаны не только характеристики по стандарту МЭК (рис. 1.10), но также IEEE, IAS и, возможно, иного вида.

Использование цифровых (микропроцессорных) реле, и в том числе серии *SPACOM*, не освобождает нас от необходимости предварительной настройки каждого реле и, в первую очередь, выбора только

одной из заложенных в реле времятоковой характеристики для каждой ступени токовой защиты, главным образом - для наиболее чувствительной ступени, называемой максимальной токовой защитой (МТЗ).

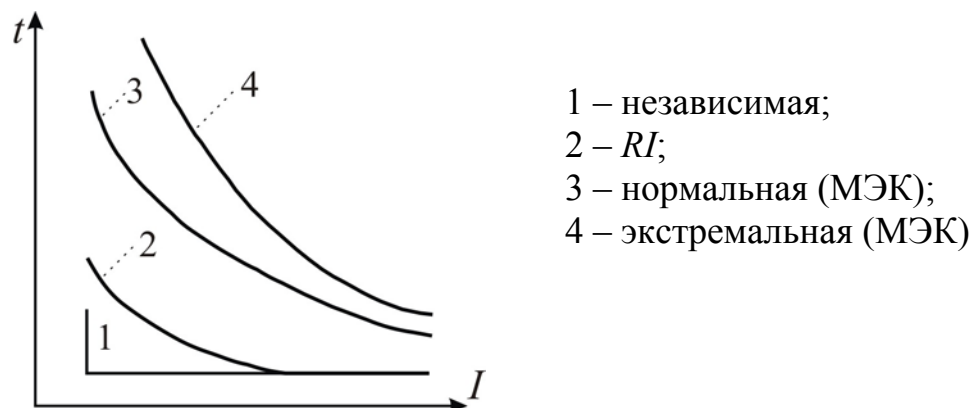


Рис. 1.10. Примеры времятоковых характеристик реле

В технических описаниях цифровых реле, также как и в стандарте МЭК, времятоковые характеристики МТЗ заданы математическими формулами. Для построения этих характеристик с целью их согласования с характеристиками других защитных аппаратов (реле и плавких предохранителей) необходимо знать основные традиционные условия выбора уставок максимальных токовых защит (токов срабатывания, характеристик, времени срабатывания).

Сравнительный анализ разных типов обратозависимых времятоковых характеристик и российских реле РТВ-I, II, III, РТ-80, а также времятоковых характеристик российских плавких предохранителей типа ПКТ показал, что в большинстве случаев наиболее подходящей для России является «стандартная» характеристика МЭК (рис. 1.10). Однако, может возникнуть необходимость использования и других типов характеристик.

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

Таким образом, в результате расчета трехступенчатой максимальной токовой защиты должны быть выбраны ток срабатывания и время срабатывания каждой ступени защиты, а для третьей (второй) ступени -

обратнозависимая времятоковая характеристика или независимая характеристика времени срабатывания защиты (рис. 1.11).

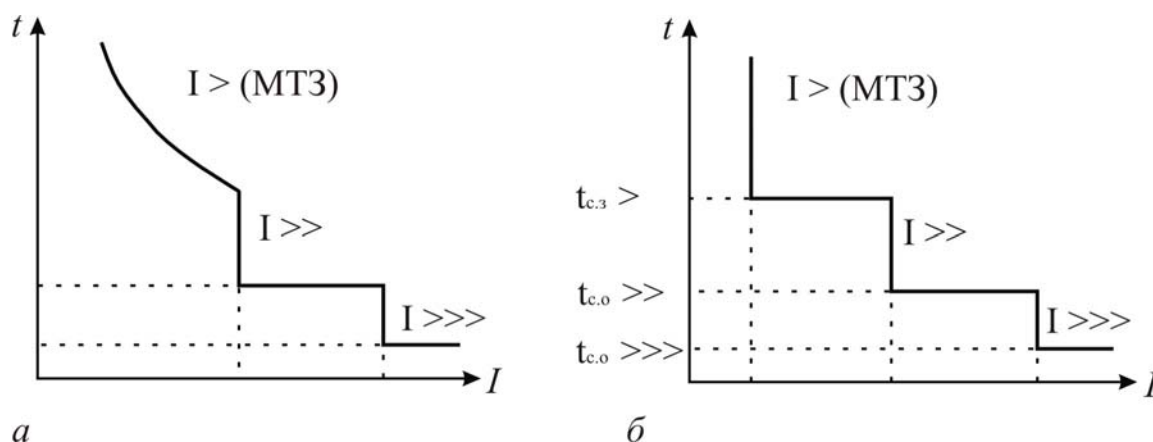


Рис. 1.11.

Традиционно все токовые реле защиты от междуфазных КЗ выполняются двух или трехступенчатыми. Первое аналоговое индукционное реле RJ (РТ-80) выполняет двухступенчатую защиту, имея в своей конструкции защиту первой ступени (отсечку) и МТЗ с обратнозависимой времятоковой характеристикой. Однако, для выполнения трехступенчатой токовой защиты в трехфазном исполнении требуется большое количество аналоговых реле (рис. 1.11). В цифровых реле эта защита размещается в одном модуле. Часто все три ступени имеют следующие условные обозначения:


31>>> – первая ступень (отсечка), трехфазная;


31>> – вторая ступень (отсечка с выдержкой времени), трехфазная;

31> третья ступень, собственно максимальная токовая защита, трехфазная.

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

Условные обозначения типов характеристик МТЗ:

 ТВ – независимая времятоковая характеристика;

 ТВ – обратнoзависимая от тока времятоковая характеристика.

В [1, 2, 22, 23] подробно рассмотрены полупроводниковые, микропроцессорные реле, в [25] – методы и примеры выбора времятоковых характеристик и уставок токовых защит от междуфазных КЗ, выполненных на цифровых реле и терминалах серии *SPACOM*, выпускаемые фирмой *ABB Power Oy* (Финляндия) и, частично, СП и «АВВ Реле-Чебоксары» (Россия).

Для построения характеристик реле *SPACOM* с целью их согласования с характеристиками других защитных аппаратов (реле и плавких предохранителей) необходимо знать основные традиционные условия выбора уставок всех видов токовых защит элементов систем электропитания, чем, по мнению автора, и обусловлен предложенный порядок построения пособия.

При этом применение реле и терминалов, выполненных на новой элементной базе цифровой техники, не отменяет традиционных требований и принципов выполнения РЗА элементов системы электропитания и соответственно принципиальных положений по выбору основных параметров срабатывания устройств РЗА, в том числе максимальных, дистанционных и дифференциальных защит. Наоборот, традиционные требования к РЗА можно значительно успешнее реализовать при использовании новых, цифровых устройств РЗА.

В приложении 3 приведен пример расчета рабочих уставок ступенчатых токовых защит линий от междуфазных КЗ с цифровыми и диалоговыми реле.

### ***Основные требования к настройке цифровой токовой защиты***

Цифровые (микропроцессорные) реле – терминалы управления и защиты электроустановок обладают многими преимуществами перед электромеханическими и статическими аналоговыми реле, в том числе непрерывной самодиагностикой, памятью, высокой точностью, малыми габаритами при больших функциональных возможностях.

Однако и для самых современных цифровых защит сохраняется необходимость выбора характеристик и параметров срабатывания защит, чтобы затем установить на реле соответствующие уставки по току, времени, напряжению и т. д.

Выбранные в результате расчетов характеристики и параметры

срабатывания защиты должны обеспечить выполнение этих требований. Однако часто эти требования вступают в противоречия друг с другом, как например селективность быстродействия, надежность несрабатывания при допустимых перегрузках и чувствительность при удаленных КЗ. Расчетчик уставок находит разумный компромисс.

В России действует «Инструкция по оценке и учету действий релейной защиты (издание 1990 г.), в которой предусматривается оценочная категория, как «допущенное неправильное действие защиты», возможность которого была выявлена заранее, например при расчете уставок существующей релейной защиты, но это неправильное действие признается допустимым из-за его малой вероятности или малой тяжести последствий.

## 2. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

На линиях электропередачи, трансформаторах и электродвигателях – элементах системы электроснабжения промышленных предприятий – применяются токовые, токовые направленные, дифференциальные защиты, а также максимальные и минимальные защиты напряжения. На этих элементах предусматриваются соответствующие устройства автоматики. Релейная защита и автоматика дополняют друг друга, влияют на выбор схем, параметров устройств релейной защиты и автоматики. Принципы действия и взаимодействия этих устройств целесообразно начать рассматривать применительно к защите и автоматике линий электропередачи. Результаты этого изучения являются основой при рассмотрении других элементов системы ЭСПП.

### 2.1. Основные органы токовой защиты

Токовыми называются защиты, для которых воздействующей величиной является ток, проходящий в месте их включения. Первыми токовыми защитами были плавкие предохранители. В системах с  $U_n \leq 1$  кВ они и сейчас широко применяются и подробно описаны в [1, 2, 11, 16], наряду с устройствами токовой релейной защиты, измерительными органами которой являются измерительные реле тока. Они включаются на полные токи фаз или на их симметричные составляющие. Параметрами защиты, требующими определения, являются: ток срабатывания  $I_{с.з}$ , выдержка времени, коэффициент чувствительности, ток возврата. Для первичных реле (рис. 1.1, а) [11]  $I_{с.з} = I_{с.р}$ ,  $I_{в.з} = I_{в.р}$ . Токи срабатывания и возврата связаны коэффициентом возврата  $K_v = I_{в.р} / I_{с.р} = I_{в.з} / I_{с.з}$ .

В общем случае токовые защиты выполняются трехступенчатыми. Быстродействующая первая ступень защиты – токовая защита без выдержки времени, токовая отсечка имеет только измерительный орган, а вторая и третья ступени – токовая отсечка с выдержкой времени и максимальная токовая защита – содержат два органа: измерительный и выдержки времени. Вторая ступень выполняется с независимой от тока выдержкой времени, а третья – с независимой и зависимой. Функции измерительного органа выполняют реле тока  $KA$ . Они реагируют на повреждение или нарушения нормального режима работы и вводят в действие орган выдержки времени, если он имеется, – чаще всего это реле времени  $KT$ . В схемах токовых защит имеются также вспомогательные реле, например промежуточные  $KL$  и указательные  $KH$ .

В качестве примера на рис. 2.1 приведена в однофазном изображении принципиальная схема максимальной токовой защиты на оперативном постоянном токе. Защита действует на электромагнитные отключения  $YAT$  привода выключателя  $Q$ .

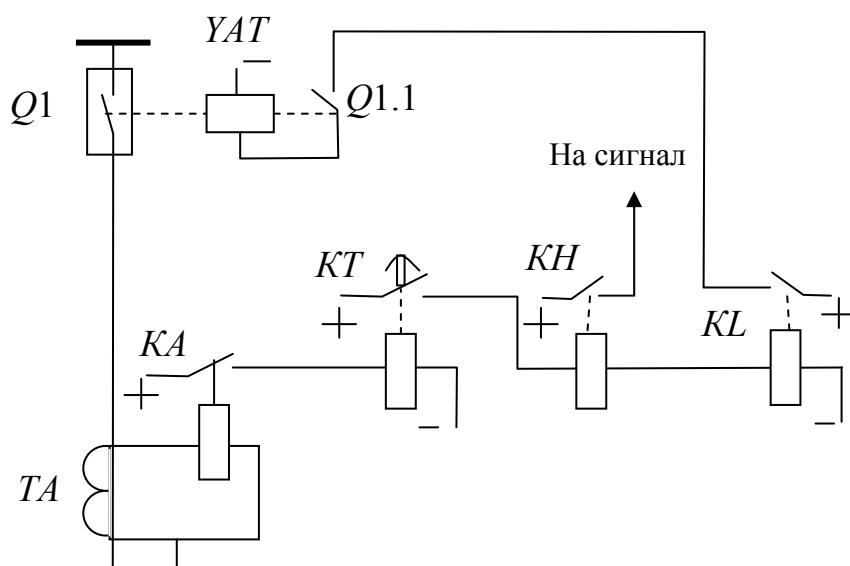


Рис. 2.1. Схема максимальной токовой защиты на постоянном оперативном токе

## 2.2. Схемы соединения измерительных преобразователей тока и цепей тока вторичных измерительных органов

В зависимости от назначения защиты и предъявляемых к ней требований применяются следующие схемы соединения измерительных преобразователей и цепей тока измерительных органов:

- трехфазная схема соединения в полную звезду;
- двухфазная двух- и трехрелейная схема соединения в неполную звезду;
- трехфазная схема соединения  $TA$  в полный треугольник, а измерительных органов – в полную звезду;
- двухфазная однорелейная схема соединения в неполный треугольник (на разность токов двух фаз).

Все эти схемы подробно рассмотрены в [1, 2, 11, 21, 22]. В некоторых схемах измерительные органы включаются на полные токи фаз. Распространение получили также схемы включения на составляющие токов нулевой и обратной последовательности. Значения коэффициентов схемы  $K_{сх}^{(m)} = I_p / I_{2ф} = I_p K_A / I_{1ф}$ , зависящих от режима работы защищаемого объекта, приведены в табл. 1.1; при определении токов срабатывания  $I_{с.з}$  рассматривается симметричный режим, для которого  $K_{сх}^{(3)} = I_{с.р} K_A / I_{с.з}$  ( $K_A$  – коэффициент трансформации  $TA$ ,  $I_{1ф}$ ,  $I_{2ф}$  – первичный и вторичный токи  $TA$ ).

Чувствительность токовых защит характеризуется коэффициентом чувствительности  $K_{ч}^{(m)}$ , под которым понимают отношение тока в реле при металлическом КЗ в конце защищаемого участка к току срабатывания реле (при КЗ вида  $m$ ), т. е.  $K_{ч}^{(m)} = I_{р.мин}^{(m)} / I_{с.р}$ ,  $K_{ч}$  можно выразить через минимальный ток повреждения, тогда

$$K_{ч}^{(m)} = \frac{K_{сх}^{(m)} I_{к.з.мин}^{(m)}}{K_{сх}^{(3)} I_{с.з}}. \quad (2.1)$$

## 2.3. Выбор токов и времени срабатывания максимальной токовой защиты

Ток срабатывания пусковых токовых реле должен удовлетворять следующим условиям:

- защита не должна реагировать на максимальные токи нагрузки;
- защита должна надежно действовать при КЗ на защищаемом участке и иметь  $K_{ч}$  в конце этого участка не менее 1,5;
- защита должна действовать при КЗ на смежном (резервируе-



мом) участке и иметь  $K_{\text{ч}}$  в конце смежного участка не менее 1,2. Значения всех названных коэффициентов и  $I_{\text{с.з}}$ , и  $I_{\text{с.р}}$  были приведены выше.

Здесь рассмотрим значения токов и времени срабатывания защит по ступеням.

Таблица 2.1

Формулы для определения расчетных токов в реле максимальных токовых защит при двухфазных КЗ

Схема выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схем при симметричном режиме $K_{\text{сх}}^{(3)}$	Токи в реле при двухфазном КЗ	
		в месте установки защиты или за трансформатором Y/Y <sub>0</sub> -12	за трансформатором Y/Δ-11
Полная звезда (рис. П. 3.4, а)	1	$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{к.з}}^{(3)}}{2 K_A}$	$I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{к.з}}^{(3)}}{K_A}$
Неполная звезда с двумя реле (рис. П. 3.4, б)	1	$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{к.з}}^{(3)}}{2 K_A}$	$I_{\text{р}} = \frac{0,5 I_{\text{к.з}}^{(3)}}{K_A}$
Неполная звезда с тремя реле (третье реле включено в обратный провод) (рис. П. 3.4, б)	1	$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{к.з}}^{(3)}}{2 K_A}$	$I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{к.з}}^{(3)}}{K_A}$
Треугольник с тремя реле (включенными в звезду) (рис. П. 3.4, в)	$\sqrt{3}$	$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{к.з}}^{(3)}}{K_A}$	$I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{к.з}}^{(3)}}{K_A} 1,5$
Треугольник с двумя реле (рис. П. 3.4, г)	$\sqrt{3}$	$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{к.з}}^{(3)}}{2 K_A}$	$I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{к.з}}^{(3)}}{K_A} 1,5$
Схема включения одного реле на разность токов двух фаз А и С	$\sqrt{3}$	$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{к.з}}^{(3)}}{2 K_A}$	схема не применяется (отказывает при к.з. фаз А и В)
Примечание: $I_{\text{к.з}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ, приведенный к напряжению той питающей ступени, где установлена рассматриваемая защита; $K_A$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока			

Таблица 2.1, а

Формулы для определения расчетных токов в реле максимальных токовых защит на стороне 6(10) кВ при однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформаторов Y/Y и Δ/Y [23]

Схема выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схем при симметричном режиме	Токи в реле при двухфазном КЗ за трансформатором	
		Y/Y	Δ/Y
1	2	3	4
Полная звезда (рис. П. 3.4, а)	1	не применяется	не применяется
Неполная звезда с двумя реле (рис. П. 3.4, б)	1	$I_p = \frac{I_{к.з}^{(1)}}{3K_A}$	$I_p = \frac{I_{к.з}^{(1)}}{\sqrt{3}K_A}$
Треугольник с тремя реле (включенными в звезду) (рис. П. 3.4, в)	$\sqrt{3}$	не применяется	$I_p = \frac{2I_{к.з}^{(1)}}{\sqrt{3}K_A}$
Треугольник с двумя реле (рис. П. 3.4, г)	$\sqrt{3}$	не применяется	$I_p = \frac{I_{к.з}^{(1)}}{\sqrt{3}K_A}$
Примечание: $I_{к.з}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ, приведенный к стороне трансформатора 6(10) кВ, где установлена максимальная токовая защита			

#### 2.4. Первая ступень токовой защиты – токовая отсечка без выдержки времени

Селективность этой ступени достигается тем, что ее ток срабатывания принимается большим максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении вне защищаемого элемента.

Рассмотрим сеть с односторонним питанием (см. рис. 2.2). Кривые 1 и 2 – изменение тока КЗ вдоль линии в максимальном и минимальном режиме, соответственно.

Расчетным при выборе тока  $I_{с.з}$  защиты АІ является трехфазное КЗ у шин подстанции Б в точке «К» в максимальном режиме:

$$I'_{с.р} = K_{над} K_{сх}^{(3)} I_{к.з\ вн\ max}^{(3)} / K_A, \quad (2.2)$$

где  $K_A$  – коэффициент трансформации ТА,  $I_{к.з\ вн\ max}^{(3)}$  – начальное ( $t = 0$ )

действующее значение периодической составляющей тока внешнего к.з. Аperiodическая составляющая тока КЗ учитывается коэффициентом надежности  $K_{над}$ .  $K_{над} = 1,2-1,3$  – для электромагнитных реле тока,  $K_{над} = 1,5-1,6$  – для индукционных реле тока, для отсечек с реле прямого действия  $K_{над} = 1,8-2,0$ .

Ток срабатывания защиты  $I'_{с.з.}$  не зависит от режима работы и места повреждения (горизонтальная прямая с ординатой  $I'_{с.з.}$ ). Отсечка сработает при  $I_{к.з.} \geq I'_{с.з.}$ . Это условие выполняется при к.з. в пределах  $\Psi'_1$  (максимальный режим) и  $L'_2$  (минимальный режим) защищаемой линии (рис. 2.2, а).

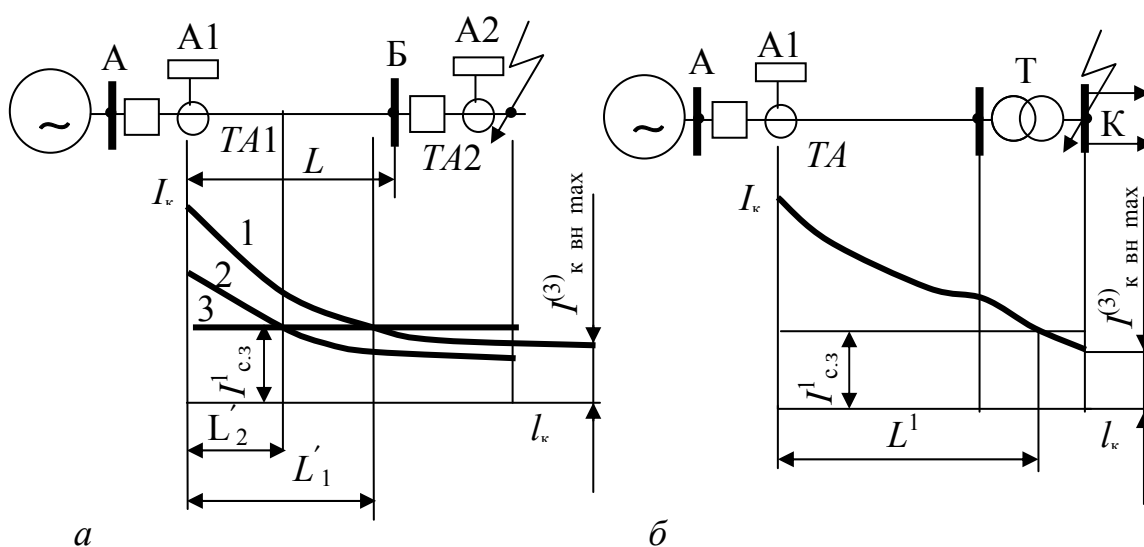


Рис. 2.2. Выбор тока срабатывания и определения защищаемой зоны токовой отсечки без выдержки времени

Таким образом, участки  $L'_1$  и  $L'_2$  являются зонами, защищаемыми отсечкой. Как видно из рис. 2.2, а, защищаемая зона тем больше, чем меньше  $I_{с.з.}$ , и чем меньше крутизна кривой изменения тока КЗ, которая определяется режимом работы и видом КЗ. Чувствительность защиты определяется коэффициентом чувствительности  $K'_ч$ . При КЗ у места установки защиты в минимальном режиме должен быть  $K'_ч \geq 2$ .

В схеме по рис. 2.2, а защищаемая зона охватывает часть линии, и токовую отсечку нельзя использовать в качестве единственной или основной защиты. В некоторых случаях, например, на радиальных линиях, питающих один трансформатор (см. рис. 2.2, б), с помощью токовой отсечки можно защитить всю линию, если допустить ее срабатывание при повреждении в трансформаторе. Ток срабатывания при этом выби-

рается по максимальному току КЗ ( $t = 0$ ) за трансформатором (точка К). Аналогично выбирается ток срабатывания и при наличии нескольких трансформаторов, однако необходимо отключить поврежденный трансформатор с последующим включением линии устройством АПВ с целью восстановления питания потребителей.

Токовые отсечки используются также на линиях с двухсторонним питанием. В этом случае они устанавливаются с обеих сторон защищаемой линии (защита А1 и А2) (см. рис. 2.3, а). Кривые 1 и 2 (см. рис. 2.3, б) показывают изменение токов КЗ, соответственно, от источников А и Б при перемещении точки КЗ вдоль защищаемой линии. Токи срабатывания отсечек должны быть выбраны такими, чтобы при внешних КЗ (точки  $K_A$  и  $K_B$ ) защиты не действовали. При повреждении в точке

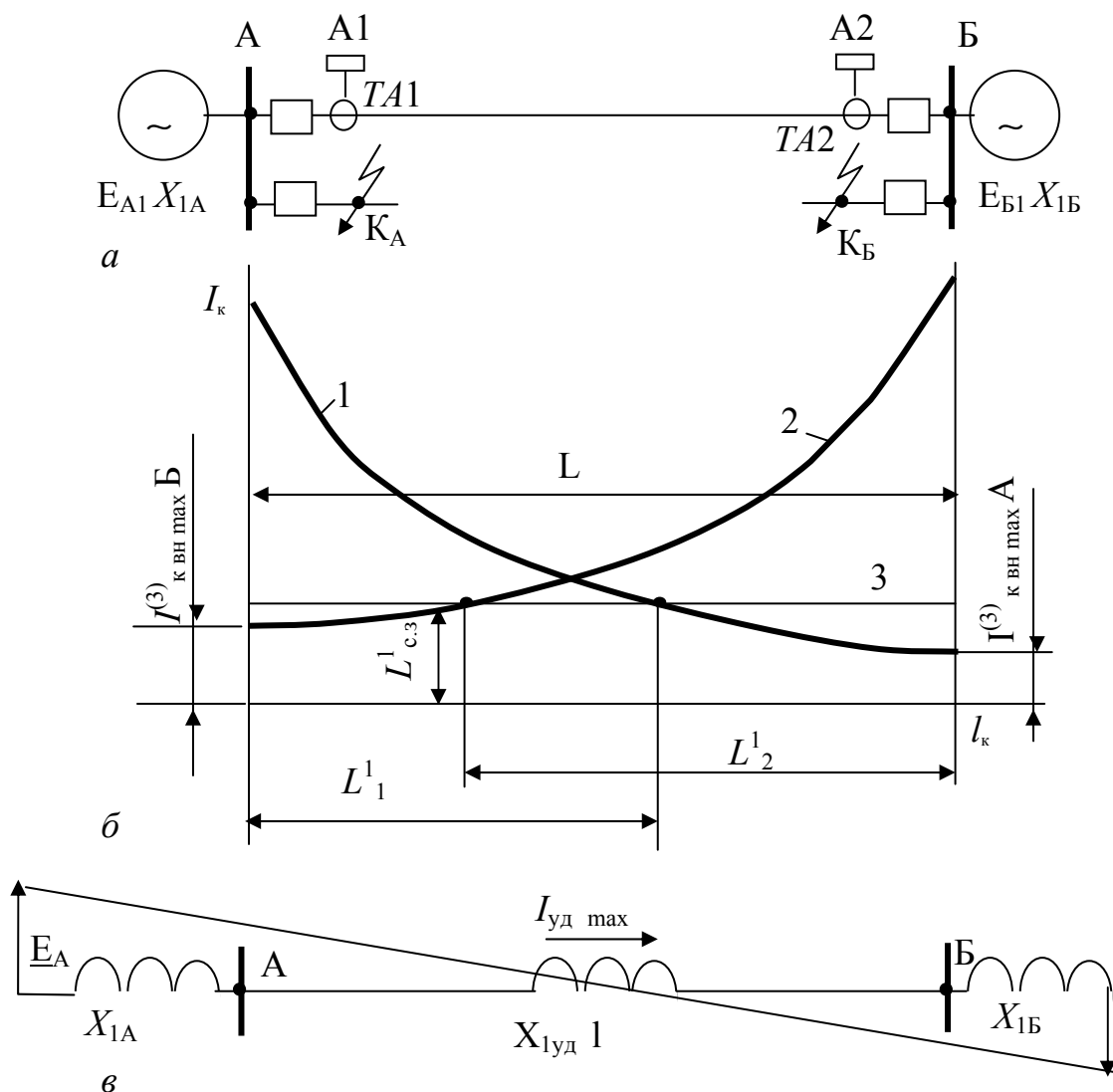


Рис. 2.3. Выбор тока срабатывания токовых отсечек без выдержки времени на линии с двухсторонним питанием

$K_B$  по защищаемой линии проходит  $I_{к.з\text{ внmaxA}}^{(3)}$  и  $I'_{с.з1} = I'_{с.з2} \geq I_{к.з\text{ внmaxA}}^{(3)}$ . При повреждении в точке  $K_A$  по защищаемой линии и через места установки защит от источника Б проходит максимальный ток. При этом защиты также не должны действовать, т. е.

$$I'_{с.з} = I'_{с.з1} = I'_{с.з2} > I_{к.з\text{ внmaxB}}^{(3)}.$$

Из двух значений выбирается больший ток срабатывания, что является первым условием его выбора. В данном случае (см. рис. 2.3, б)

$$I'_{с.з} = I'_{с.з1} = I'_{с.з2} > I_{к.з\text{ внmaxB}}^{(3)}. \quad (2.3)$$

В эксплуатации возможны случаи качаний генераторов источника А относительно генератора источника Б и выхода из синхронизма. При этом по линии АБ могут проходить большие уравнительные токи ( $I_{ур}$ ). Отсечка в этом случае не должна действовать, поэтому

$$I'_{с.з} = I'_{с.з1} = I'_{с.з2} > K'_{над} I_{ур,max}. \quad (2.4)$$

Это второе условие выбора тока срабатывания отсечки на линиях с двухсторонним питанием. Определяющим является условие с большим значением тока срабатывания.

Максимальный уравнительный ток возникает, когда векторы  $E_A$  и  $E_B$  смещены на угол  $\pi$  (см. рис. 2.3, в). Принимая  $\underline{E}_A = E_B = \underline{E}$ ,

$$I_{ур,max} = 2E / (X_{1A} + X_{1yy}L + X_{1B}),$$

где  $X_{1A}$ ,  $X_{1B}$  – сопротивления прямой последовательности генераторов.

Защищаемые зоны отсечек  $L'_1$  и  $L'_2$  определяются точками пересечения кривых 1 и 2 с прямой 3, соответствующей току срабатывания отсечек. В рассматриваемом случае защищаемые зоны перекрывают одна другую. При этом  $L'_1$  и  $L'_2 < L$  и повреждения в середине линии на длине  $(L'_1 + L'_2) - L$  отключаются отсечками с двух сторон. При КЗ вне этой зоны срабатывает только отсечка А1 или только отсечка А2.

## **2.5. Вторая ступень токовой защиты – токовая отсечка с выдержкой времени**

Недостаток токовой отсечки без выдержки времени – она защищает только часть линии. Участок за пределами зон  $L'_1$  и  $L'_2$  остается незащищенным.

На рис. 2.4 – схема сети с двумя последовательно соединенными участками АБ и БВ, для защиты которых установлены токовые отсечки без выдержки времени А1 и А2 с токами срабатывания  $I_{с.зA1}$  и  $I_{с.зA2}$ ,

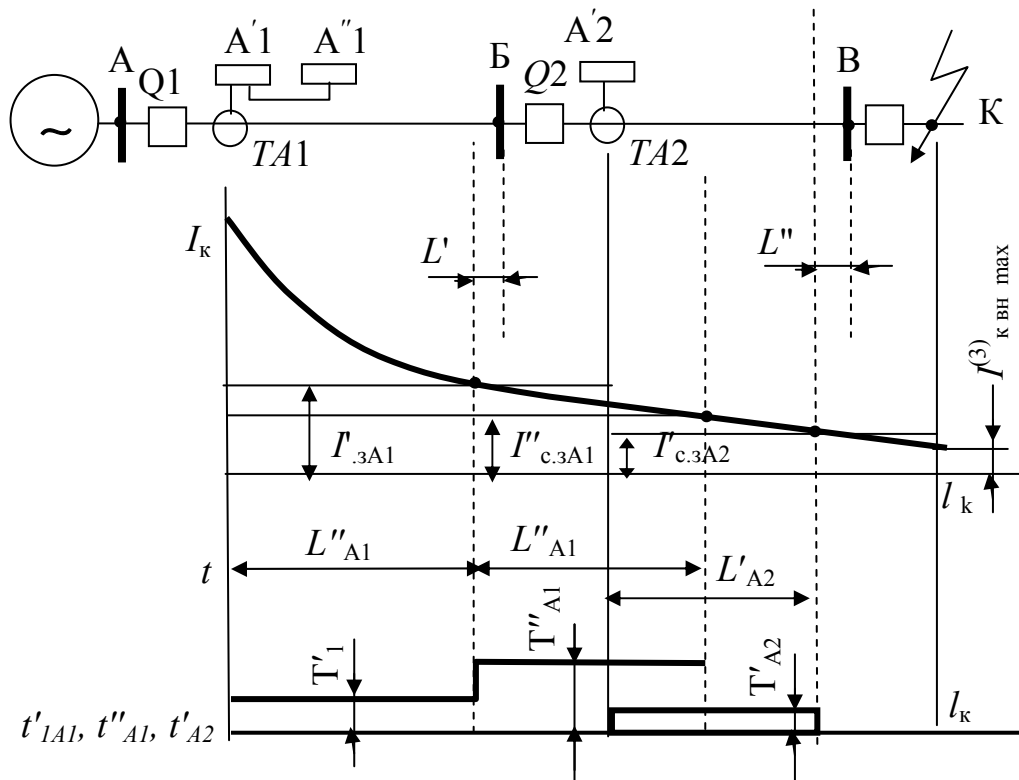


Рис. 2.4. Защищаемые зоны и время действия токовой защиты со ступенчатой характеристикой выдержки времени

выбираемыми по выражению (2.2). Отсечки имеют защищаемые зоны, соответственно,  $L'_{A1}$  и  $L'_{A2}$ , которые охватывают только часть линий. Участки  $L'$  и  $L''$  в конце линии за пределами зон  $L'_{A1}$  и  $L'_{A2}$  остаются незащищенными. В связи с этим возникает необходимость иметь вторую ступень токовой защиты. Вместе с первой она должна обеспечить защиту всей линии и шины приемной подстанции.

Выбор параметров второй ступени рассмотрим на примере защиты линии АВВ (рис. 2.4). Так как вторая ступень  $A''1$  должна быть селективной, в ее действия необходимо ввести выдержку времени. Для исключения срабатывания защиты при КЗ в зоне  $L'_{A2}$  токовой отсечки 2 линии БВ выдержка времени второй ступени  $A'$  должна быть больше времени срабатывания отсечки на время  $\Delta t$ , называемое ступенной селективностью, т.е. должно выполняться условие  $t''_{A1} = t'_{A2} + \Delta t$ . Ступень селективности учитывает время отключения  $t_{ов}$  выключателя  $Q_2$ , погрешность во времени действия  $t_{n1}$  защиты  $A''1$  и  $t_{n2}$  защиты  $A''2$ , учитывается и некоторое время запаса  $t_{зап}$ .

С учетом этого  $\Delta t = t''_{0.В} + t_{n1} + t_{n2} + t_{зап}$ . В расчетах принимают  $\Delta t = 0,3...0,6$  с. Поэтому выдержка времени второй ступени обычно не превышает 0,5 с. При этом для сохранения селективности в случае повреждения за пределами зоны  $L'_{A2}$  (участок  $L''$ ) отсечки  $A^{12}$  линии БВ достаточно, чтобы ток срабатывания второй ступени был больше максимального тока КЗ, проходящего по линии АБ при повреждении в конце защищаемой зоны  $L'_{A2}$  отсечки линии БВ. Этот ток, как следует из рис. 2.4, равен току срабатывания  $I'_{с.зA2}$  токовой отсечки  $A^{12}$  линии БВ. Поэтому селективность обеспечивается, если принять

$$I''_{с.зA1} = K''_{над} \cdot I'_{с.зA2}, \quad (2.5)$$

где  $K''_{над} = 1,1...1,05$  для второй ступени защиты.

При таком выборе тока  $I''_{с.зA1}$  и выдержки времени  $t''_{A1}$  в зону действия второй ступени защиты линии АБ входит участок  $L'$  и шины приемной подстанции. Кроме того, она обеспечивает дальнейшее резервирование в случае отказа отсечки  $A^{12}$  при КЗ на линии БВ вблизи шин подстанции Б и ближнее резервирование в случае отказа  $A^{11}$  первой ступени защиты линии АБ. Если выдержка времени второй ступени оказывается приемлемой, то первая ступень может отсутствовать. В общем случае от шин подстанции Б отходят несколько линий и к шинам могут быть подключены понижающие трансформаторы. При этом вторая ступень защиты  $A^{11}$  на подстанции А должна быть отстроена по времени от отсечки всех отходящих линий и от быстродействующих защит трансформаторов, а ее ток  $I''_{с.зA1}$  должен быть выбран по наибольшему из токов КЗ, проходящих по линии АБ при повреждении в конце защищаемых зон отсечек отходящих линий и при КЗ на шинах низшего напряжения трансформаторов. Чувствительность второй ступени проверяется по минимальному току повреждения при металлическом КЗ в конце защищаемой линии и  $K''_q \geq 1,3-1,5$ . Токовая отсечка с выдержкой времени сохраняет селективность и на линиях с двухсторонним питанием при определенных условиях.

## **2.6. Третья ступень токовой защиты – максимальная токовая защита**

**Выбор выдержки времени.** Максимальная токовая защита может выполняться с независимой и с ограниченно зависимой характеристиками времени срабатывания. И в обоих случаях селективность защиты можно обеспечить, если время срабатывания  $t'''$  защиты А1 (см. рис.

2.5), расположенной у источника питания (ИП), при КЗ в точке К2 на смежном участке в зоне действия защиты А2 (линия БВ) больше максимальной выдержки времени  $t_2'''$  защиты А2 на ступень селективности  $\Delta t = 0,3...0,5$  с. Если для защиты используют реле *РТВ* (вторичное реле тока с выдержкой времени прямого действия), то ступень селективности увеличивают до 1 с.

Выдержку времени у максимальных токовых защит выбирают по ступенчатому признаку: начинают выбор с наиболее удаленного от ИП элемента и по мере приближения к ИП увеличивают ее на ступень селективности по сравнению с предыдущим участком (см. рис. 2.6):

$$t_3''' = t_4''' + \Delta t; \quad t_2''' = t_3''' + \Delta t; \quad t_1''' = t_2''' + \Delta t.$$

Выдержка времени у максимальных токовых защит с ограниченно зависимой характеристикой должна выбираться для определенного тока. Из рис. 2.5 очевидно, что наибольший ток КЗ, а следовательно, и наибольший ток в реле защиты А1 и А2 при повреждении в зоне действия защиты А2 проходит при КЗ вблизи места установки защиты А2 (точка К2), т. е. у шин подстанции Б. При удалении точки КЗ в направлении подстанции «В» ток повреждения уменьшается, а время срабатывания защит А1 и А2 увеличивается. Для двух реле одинакового типа с разными уставками времени разность  $\Delta t$  выдержек времени при изменении тока тем больше, чем меньше ток реле (см. рис. 2.7, а). Поэтому необходимо, чтобы условия селективности выполнялись для тока в точке К2.

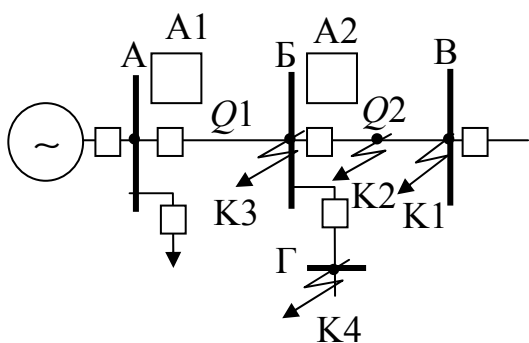


Рис. 2.5. Размещение максимальных токовых защит в радиальной схеме с односторонним питанием

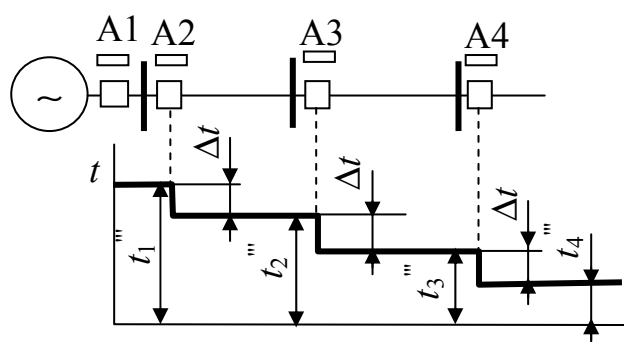


Рис. 2.6. Согласование характеристик максимальных токовых защит с независимой выдержкой времени



Характеристику защиты А1 по заданной характеристике защиты А2 выбирают следующим образом: строят характеристику выдержек времени защиты А2 в зависимости от тока в обмотке реле; по построенной характеристике определяют время срабатывания защиты А2 при токе к.з.  $I_{к.з2}^{(3)}$  в расчетной точке (точка К2); прибавив к этому времени ступень селективности, определяют время срабатывания защиты А1 и точку «а» (рис. 2.7, а), принадлежащую характеристике защиты; по току срабатывания и точке «а» выбирают характеристику реле по типовым характеристикам.

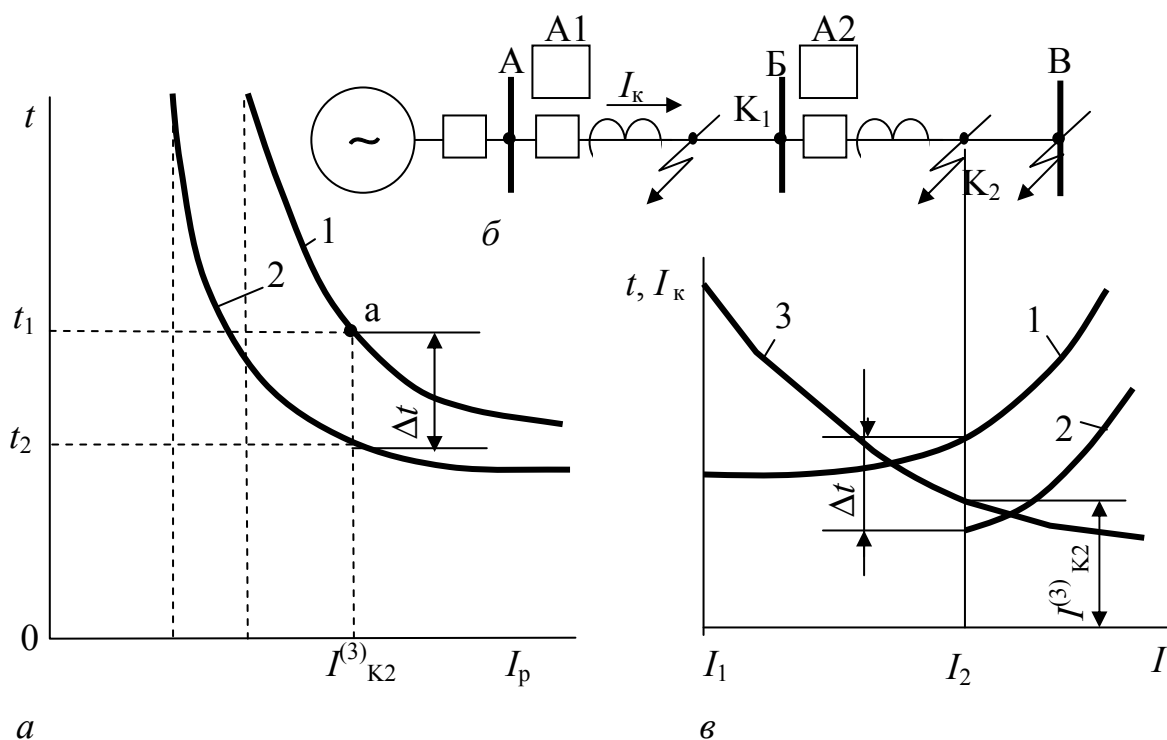


Рис. 2.7. Характеристики максимальных токовых защит с ограниченно зависимой выдержкой времени

На рис. 2.7, б показано изменение тока повреждения при перемещении точки КЗ от подстанции А к В (кривая 3) и построены характеристики защит А1 и А2, соответственно. Из графиков видно основное преимущество защиты с зависимой характеристикой – отключение близких повреждений с малой выдержкой времени при обеспечении селективности в случае КЗ на соседней линии. Достоинством этой защиты является отсутствие отдельных реле времени и удобное согласование с пусковыми характеристиками электродвигателей. Однако она имеет существенные недостатки: большие выдержки времени в минимальных

режимах работы и при действии защиты в качестве резервной, зависимость уставки времени срабатывания от тока КЗ, что требует изменения уставки с развитием системы электроснабжения и держать их все время под наблюдением.

**Выбор тока срабатывания.** При выборе  $I_{с.з}'''$  необходимо исходить из условия возврата измерительного органа в начальное положение после его срабатывания при внешних КЗ. Действительно, при КЗ в точке К2 (см. рис. 2.5) срабатывают измерительные органы защиты А2, расположенной ближе к месту повреждения, и защиты А1. При этом действует только защита А2, т. к. имеет меньшую выдержку времени, а измерительный орган защиты А1 должен возвратиться в начальное состояние. Для этого необходимо, чтобы ток возврата  $I_{вз}'''$  защиты А1 был больше максимально возможного тока в линии  $I_{зmax}$  после отключения внешнего КЗ (рис. 2.8). При определении необходи-

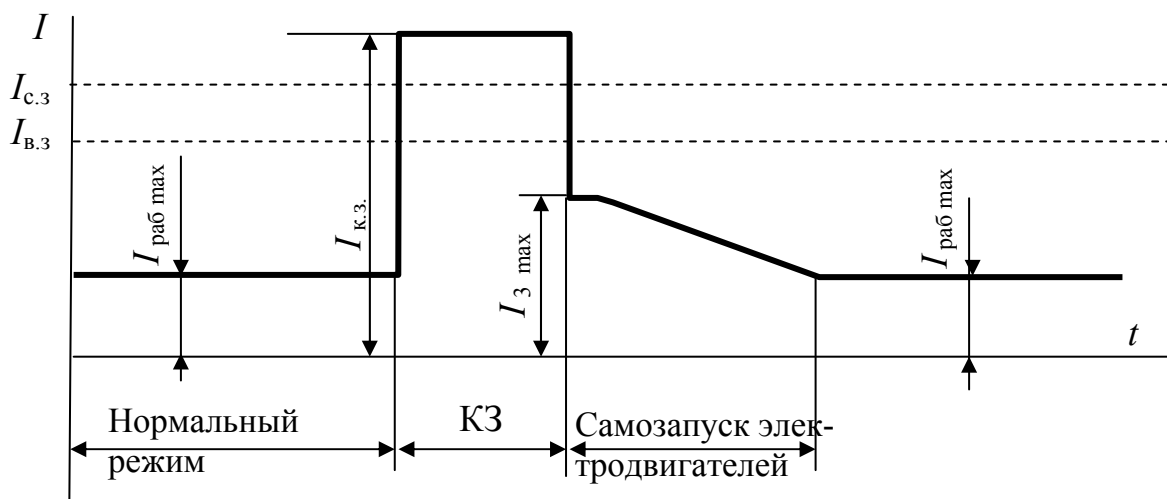


Рис. 2.8. График изменения тока в линии при нормальном режиме, коротком замыкании и после его отключения

мо учитывать возможность увеличения тока в защищаемой линии вследствие самозапуска электродвигателей и длительные допустимые перегрузки при АВР. Ток  $I_{зmax}$  обычно больше длительного максимального рабочего тока  $I_{раб.маx}$ , что учитывается коэффициентом самозапуска  $K_{сзп} = 2,5...3$ . В связи с этим селективность действия защиты обеспечивается, если  $I_{вз}''' > K_{сзп} \cdot I_{раб.маx}$ , или с учетом коэффициента надежности  $K_{над}'''$ :

$$I_{вз}''' = K_{над}''' \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.маx}, \quad (2.6)$$

где  $K_{\text{над}}''' = 1, 1 \dots 1, 2$ .

С учетом  $K_{\text{В}} = I_{\text{ВЗ}}''' / I_{\text{сЗ}}'''$  из (2.6) получаем

$$I_{\text{сЗ}}''' = K_{\text{над}}''' \cdot K_{\text{сЗП}} \cdot I_{\text{раб.мах}} / K_{\text{В}}. \quad (2.7)$$

Таким образом, для вторичного реле

$$I_{\text{с.р}}''' = (K_{\text{над}}''' \cdot K_{\text{сЗП}} / K_{\text{В}}) K_{\text{сХ}}^{(3)} (I_{\text{раб.мах}} / K_{\text{А}}). \quad (2.8)$$

Для обеспечения селективности необходимо, чтобы по мере приближения к ИП  $I_{\text{с.з.1}}'''$  увеличивался, а именно,  $I_{\text{с.з.1}}'''$  защиты А1, расположенной ближе к ИП, должен быть не меньше  $I_{\text{с.з.2}}'''$  защиты А2. Следовательно, должно выполняться условие

$$I_{\text{с.з}(n-1)}''' \geq I_{\text{с.з.}n}''''.$$

С учетом токов нагрузки имеем

$$I_{\text{с.з}(n-1)}''' \geq I_{\text{с.з.}n}'''' + I_{\text{раб.мах}},$$

где  $I_{\text{раб.мах}}$  – максимальный рабочий ток электропотребителей подстанции В (см. рис. 2.5).

Чувствительность максимальной токовой защиты проверяют по  $I_{\text{к.з.мин}}$  при повреждении в конце защищаемой линии (см. рис. 2.5, точка К3). Чувствительность достаточна при  $K_{\text{ч}}''' \geq 1,5$  [17]. Если защита осуществляет дальнейшее резервирование, ее  $K_{\text{ч}}$  определяется по  $I_{\text{к.з}}$  в конце смежного участка (рис. 2.5, точка К1 для защиты А1). При этом необходимо, чтобы  $K_{\text{ч}}''' \geq 1,2$  [17].

При использовании в схемах максимальной токовой защиты индукционного реле РТ–80 источником оперативного тока является трансформатор тока. Эта защита подробно рассмотрена в [1, 21, 22].

Селективность действия максимальной токовой защиты (3 ступень) в сетях с двухсторонним питанием, а также в сложных сетях с одним и несколькими ИП не всегда обеспечивается, поэтому редко применяется. Подробно см. в [1, 21, 22].

## **2.7. Совместное действие токовой защиты и устройств автоматического повторного включения (УАПВ) и автоматического включения резерва (УАВР)**

В системах электроснабжения УАВР контролирует положение выключателя рабочего ИП и при его аварийном отключении включает резервный ИП, а УАПВ действует на включение выключателя, напри-

мер ЛЭП после отключения ее релейной защитой. На вход УАВР и УАПВ подаются дискретные сигналы, несущие информацию о положении контролируемого выключателя. Положение выключателя фиксируется его вспомогательными контактами, замкнутыми в одном положении выключателя и разомкнутыми в других. В первом случае их сопротивление близко к нулю, во втором – очень велико. Это сопротивление и является входным дискретным сигналом УАВР и УАПВ. Ниже будут показаны условия согласования действия максимальной токовой защиты – токовой отсечки с действием УАПВ, приводящие к расширению защищаемой зоны токовой защиты и повышению эффективности УАПВ. На рис. 2.9, *a* показана радиальная сеть с односторонним питанием, защищаемая максимальными токовыми защитами А1–А3.

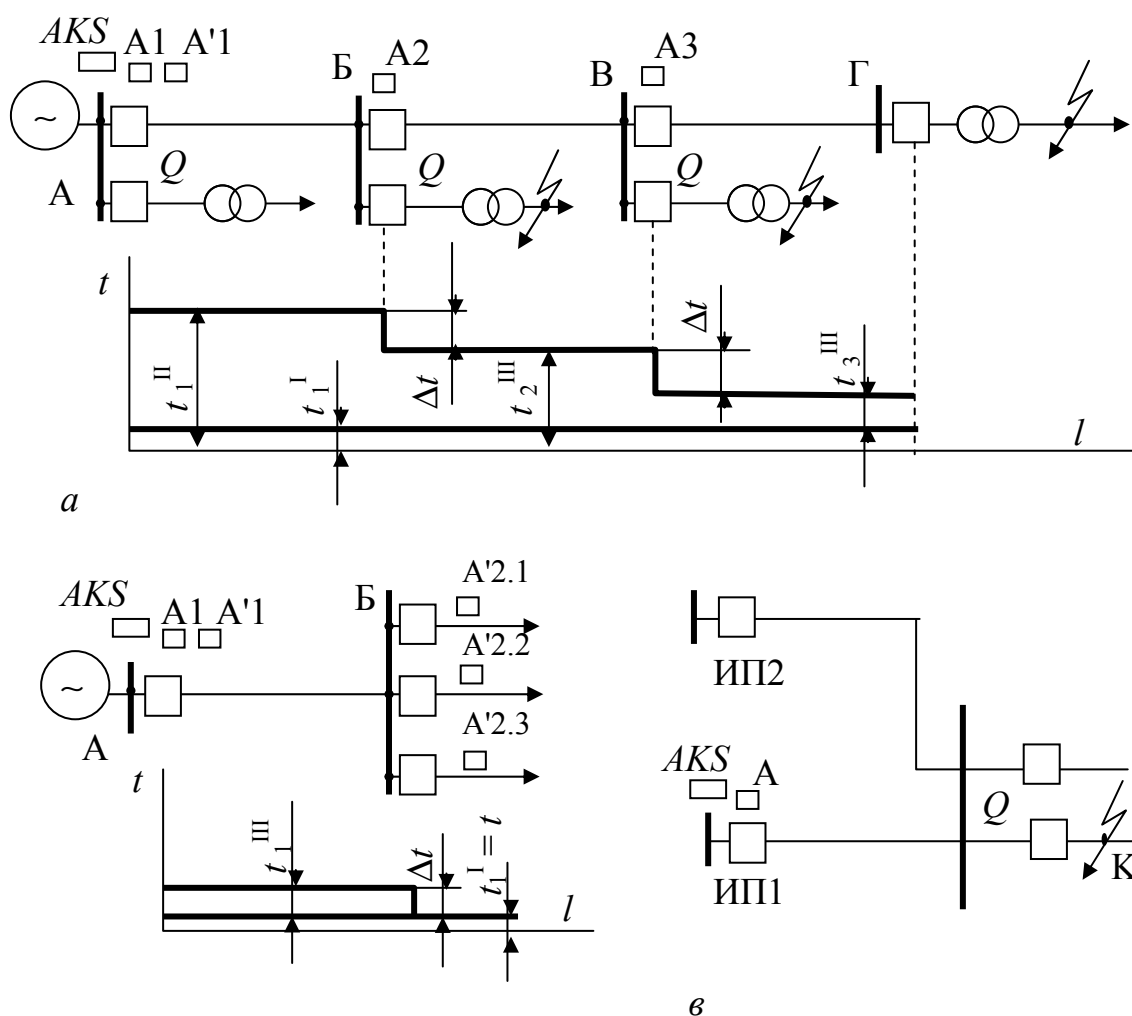


Рис. 2.9. Размещение токовых защит, действующих в сочетании с УАПВ

Линия АБ оборудована УАПВ *AKS*. Выдержки времени защит выбраны по ступенчатому принципу. Для ускорения отключения повреждений на линии АБ установлена токовая отсечка А 1 без выдержки времени, однако она защищает только часть линии, КЗ в конце линии и при наличии отсечки отключает максимальную токовую защиту.

Наличие *AKS* позволяет расширить защищаемую зону токовой отсечки и отстроить ее ток срабатывания только от КЗ за трансформаторами подстанций Б–Г, которые также снабжены быстродействующими защитами. При этом токовая отсечка А1 может срабатывать не только при КЗ на линии АБ, но и при повреждениях на других линиях, шинах и сторонах высокого напряжения трансформаторов, т. е. может работать неселективно и каждый раз отключать выключателем  $Q1$  всю радиальную сеть с минимальным временем  $t'_1$ . Затем действует *AKS* и включает выключатель  $Q1$ . Линия остается в работе, если КЗ самоустраняется или поврежденным оказывается трансформатор, который отключается одновременно с линией АБ своей собственной быстродействующей защитой. В случае неустранившегося КЗ токовая отсечка могла бы подействовать вторично, для исключения этого она после первого срабатывания перед действием *AKS* автоматически выводится из работы, а устойчивые КЗ отключаются соответствующими максимальными токовыми защитами.

Сочетание неселективно действующей токовой отсечки, без выдержки времени, работающей только по АПВ, с максимальной токовой защитой называется *токовой защитой с ускорением до АПВ*. Недостатком защиты является возможность развития аварии в случае отказа УАПВ или выключателя.

Кроме того, выключатель должен чаще обычного ремонтироваться, т. к. он отключается при повреждении любой линии и трансформатора. Тем не менее защита с ускорением до АПВ находит широкое применение благодаря простоте и возможности существенно расширить защищаемую зону токовых отсечек, снижая в большинстве случаев повреждений время отключения.

При наличии УАПВ можно выполнить защиту с другим порядком действия отсечки и максимальной токовой защиты. Отсечка выводится из действия, а поврежденная линия отключается селективно максимальной токовой защитой и включается повторно УАПВ. При этом вводится в действие токовая отсечка и отключает линию, если повреждения не устраняются. Такое сочетание максимальной токовой защиты и токовой отсечки называется **токовой** защитой с ускорением после АПВ.

Аналогично согласуется действие токовой защиты с действием УАВР. Если к резервному ИП устройством АВР подключается поврежденный элемент системы электроснабжения, то токовая защита с ускорением после АВР его отключает. Защита будет более простой, если на вторых участках сети устанавливать не максимальные токовые защиты, а токовые отсечки А 2.1–А 2.3 (см. рис.2.9, б). При КЗ на одном из этих участков срабатывает не только отсечка  $A^{11}$ , установленная на линии АБ, но и отсечка  $A^{12}$  поврежденного участка. Поэтому отпадает необходимость выводить из действия отсечку  $A^{11}$ , тем самым неустранившиеся КЗ на линии АБ отключаются с минимальным временем  $t_1'$ . Токовая отсечка на линии АБ в данном случае становится основной защитой.

В случае невозможности отключения токов КЗ выключателем в системах электроснабжения с несколькими ИП применяются схемы по рис. 2.9, в. При повреждении, например, в точке К можно отключить один из ИП, в частности ИП1, и тем самым уменьшить ток КЗ. После отключения поврежденной линии выключателем ИП1 следует включить вновь. Отключение и повторное включение ИП осуществляется совместным действием неселективной токовой отсечки А и устройства АКС. Устройства АПВ применяются для совместной работы и с другими защитами и устройствами автоматики.

## 2.8. Схемы токовых защит

Выбор схемы определяется назначением защиты и предъявляемыми к ней требованиями. Измерительная часть у всех ступеней одинакова, поэтому если защита содержит несколько ступеней, то их измерительные органы соединяются между собой последовательно. Нет различия между схемами максимальной токовой защиты и токовой отсечки без выдержки времени, выполненных на основе вторичных реле прямого действия типа РТВ и РТМ. При использовании комбинированного реле РТ–80 [1, 2] или аналогичных полупроводниковых реле токовая защита выполняется двухступенчатой, содержащей первую и третью ступени.

Для изображения устройств защиты и автоматики используются принципиальные (полные), структурные, функциональные и монтажные схемы.

**Принципиальные (полные) схемы** изображаются в совмещенном и разнесенном видах. На рис. 2.10, а показана принципиальная совмещенная схема, одинаковая для второй и третьей ступеней защиты на по-

стоянном оперативном токе. При раздельном построении цепей переменного тока, напряжения, цепей управления и др. схемы называют *р а з н е с е н н ы м и* (см. рис. 2.10, б, в).

В структурных схемах устройства защиты и автоматики разбиваются на отдельные части, которые изображаются в виде прямоугольников с соответствующими обозначениями. Схемы, не выявляя существа работы этих частей, показывают лишь структуру устройства и взаимосвязь между отдельными частями.

**Функциональные схемы** являются развитием структурных схем. Они более детализированы. Это позволяет отразить взаимосвязь и существо процессов, протекающих в отдельных частях устройства. Функциональная схема рассматриваемой защиты показана на рис. 2.10, г. В системах электроснабжения, как отмечалось выше, токовые защиты от междуфазных КЗ обычно выполняют по двухфазным двухрелейным схемам. Рассмотрим некоторые из них.

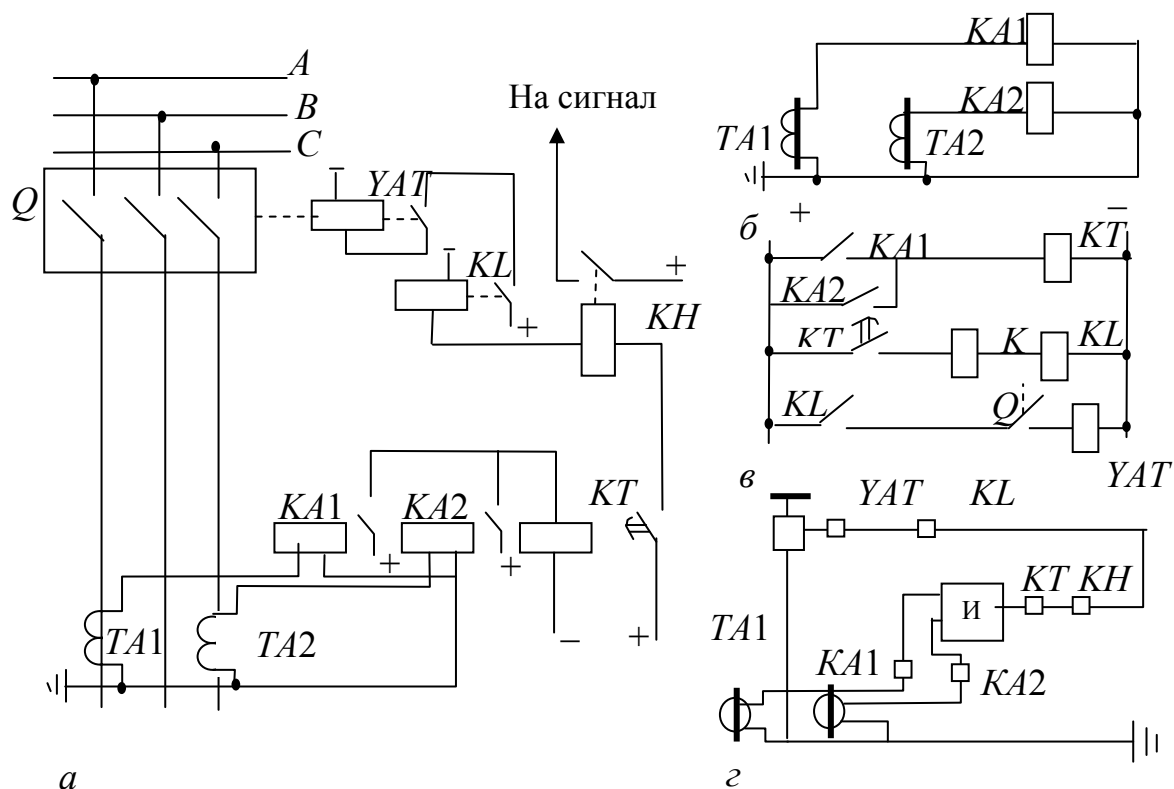


Рис. 2.10. Совмещенная (а), разнесенные (б, в) и функциональная (г) схемы максимальной токовой защиты на постоянном оперативном токе

**Схема токовой защиты** с независимой выдержкой времени на постоянном оперативном токе изображена на рис. 2.10, г. Измерительный орган защиты выполнен из двух максимальных реле тока  $KA1, KA2$  типа  $PT-40$ , а орган выдержки времени – реле времени  $KT$  типа  $ЭВ-134$ .

В схему защиты включены промежуточные реле  $KL$  типа РП-23 и указательное реле  $KH$  типа РУ-1. Необходимость реле  $KL$  обуславливается недостаточной коммутационной способностью контактов реле времени. Указательное реле  $KH$  фиксирует действие защиты на отключение. Контакт реле  $KL$  не рассчитан на отключение тока, потребляемого электромагнитом отключения  $YAT$ . Поэтому в цепь электромагнита последовательно с контактом реле  $KL$  включен вспомогательный контакт выключателя  $Q$ , который размыкает цепь  $YAT$  при отключении выключателя. Рассмотренную схему можно использовать для выполнения максимальной токовой защиты и токовой отсечки с выдержкой времени (2 и 3 ступени защиты).

**Схемы токовой защиты с вторичным реле тока прямого действия  $РТВ$  и  $РТМ$**  (рис. 2.11, *а*) с помощью  $РТВ$  выполняют максимальную токовую защиту, а с помощью реле  $РТМ$  – токовую отсечку без выдержки времени. Эти реле встраивают в грузовые и пружинные приводы выключателей напряжением 6–35 кВ (в приводе по два реле  $РТВ$  или  $РТМ$ ).

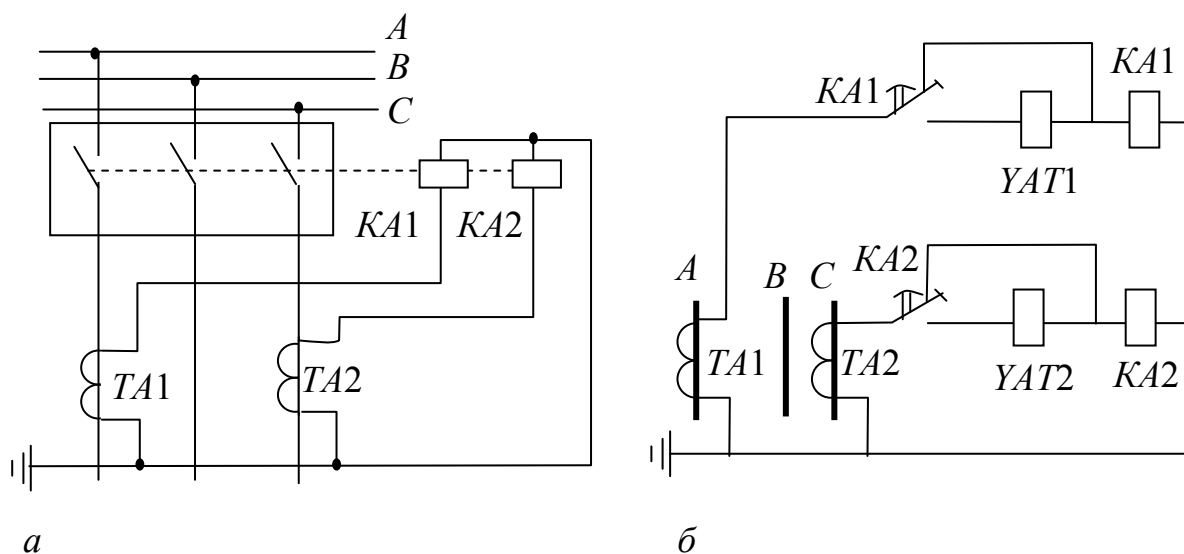


Рис. 2.11. Максимальная токовая защита с реле прямого действия типа  $РТВ$  (*а*) и с реле косвенного действия на переменном оперативном токе с дешунтированием электромагнита отключения (*б*)

**Схема токовой защиты с комбинированной характеристикой выдержки времени** (рис. 2.11, *б*), содержащая 1 и 3 ступени, выполненная с помощью индукционного реле  $РТ-85$  на переменном оперативном токе с дешунтированием электромагнитов отключения выключателя. В нормальном режиме цепи электромагнитов разомкнуты. При срабатывании реле в процессе переключения контакта сначала включается элек-



тромагнит отключения в цепь  $TA$ , а затем он дешунтируется и, срабатывая, отключает выключатель. В качестве электромагнитов отключения можно использовать реле  $PTM$ .

Более подробно с этими и другими схемами токовых защит можно ознакомиться в [1, 15, 21, 22].

**Общая оценка токовых защит.** Токовые отсечки без выдержки времени и с выдержкой времени и максимальная токовая защита образуют первую, вторую и третью ступени трехступенчатой токовой защиты. Однако каждая из них может использоваться и как отдельная защита.

Основными достоинствами токовых отсечек без выдержки времени являются: селективное действие в сетях сложной конфигурации с любым числом ИП; быстрое отключение наиболее тяжелых КЗ, возникающих вблизи шин подстанций; простота схемы. Основные ее недостатки: защита только части длины линии; зависимость защищаемой зоны от режима работы системы и переходного сопротивления в месте КЗ.

Токовые отсечки без выдержки времени применяются в виде дополнительных защит, для сокращения времени отключения наиболее тяжелых повреждений. При этом защищаемая зона должна быть не менее  $L' = (0,15-0,2) L_{л}$  длины линии.

Токовая отсечка с выдержкой времени имеет сравнительно небольшое время срабатывания, способна осуществлять дальнее и ближнее резервирование, селективна в сетях с двухсторонним питанием. Однако в некоторых случаях чувствительность ее оказывается недостаточной.

Максимальная токовая защита обеспечивает отключение повреждения только в радиальных сетях с односторонним питанием. В связи с выбором выдержек времени по ступенчатому принципу могут быть большие времена отключения повреждения вблизи ИП. Требуемая чувствительность защиты не всегда обеспечивается, особенно при дальнем резервировании. Она проста и достаточно надежна; широко применяется в радиальных сетях всех уровней напряжения с одним ИП; в системах электроснабжения напряжением 10 кВ и ниже является основной защитой.

Максимальная токовая защита обычно объединяется с токовыми отсечками. Такая защита дает возможность, особенно при наличии УАПВ, сравнительно быстро отключать повреждения в любой точке сети и во многих случаях отказаться от более сложных защит. Однако ее чувствительность в ряде случаев оказывается недостаточной, особенно в сетях сельскохозяйственного электроснабжения. Уменьшить ток сра-

батывания защиты и тем самым повысить ее чувствительность можно либо применением комбинированного измерительного органа (реле тока и реле напряжения), либо введением в схему различных блокировок, предотвращающих излишние срабатывания защиты.

## 2.9. Токовая защита с измерительными органами тока и напряжения

Измерительная часть защиты содержит реле тока и реле напряжения, что повышает чувствительность токовых отсечек (первой и второй ступеней защиты). Третья ступень – максимальная токовая защита с комбинированным измерительным органом – применяется в качестве защиты генераторов и трансформаторов от внешних КЗ. Выбор параметров защиты рассмотрим на примере токовой отсечки без выдержки времени.

На рис. 2.12 приведена линия с односторонним питанием в блоке с трансформатором Т. Кривая 1 – изменение остаточного напряжения

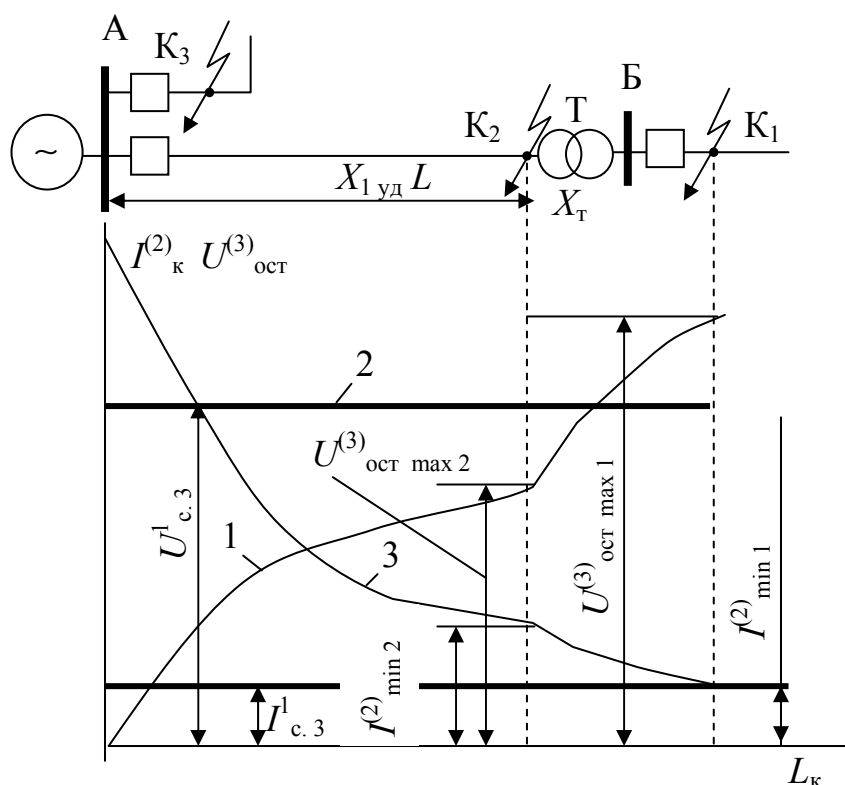


Рис. 2.12. Выбор тока и напряжения срабатывания токовой отсечки с блокированием по напряжению

$U_{ост}^{(3)}$  на шинах (действующее значение периодической составляющей при  $t = 0$ ) по мере приближения точки трехфазного КЗ к шинам под-

станции А. При других многофазных КЗ аналогично изменяется  $U_{\text{ост}}$  между поврежденными фазами.

В схеме токовой отсечки, как правило, используют три минимальных реле напряжения. Параметрами этой защиты являются ток  $I'_{\text{с.з}}$  и напряжение  $U'_{\text{с.з}}$ . Путем согласования их между собой удается расширить зону действия защиты, обеспечивая селективность при внешних КЗ в любых режимах питающей системы.

Ток  $I'_{\text{с.з}}$  определяется исходя из требования достаточной чувствительности защиты по току при металлическом двухфазном КЗ в конце защищаемой линии (точка К2):

$$I'_{\text{с.з}} = I_{\text{к.з. min}2}^{(2)} / K'_{\text{чА}}, \quad (2.9)$$

где  $K'_{\text{чА}}$  – коэффициент чувствительности по току.

Из рис. 2.12 видно, что ток  $I_{\text{к.з}}^{(2)}$  при перемещении точки КЗ изменяется по кривой 3, а ток  $I'_{\text{с.з}}$  определяется прямой 4. Для обеспечения правильной работы защиты ток  $I'_{\text{с.з}}$  отстраивается от  $I_{\text{раб. max}}$  по условию

$$I'_{\text{с.з}} = I_{\text{раб. max}} \cdot K'_{\text{над}} / K_{\text{В}}. \quad (2.10)$$

Окончательно выбирается по большему значению из (2.9) и (2.10).

Для исключения неселективной работы защиты при внешних КЗ напряжение выбирают меньше  $U_{\text{ост}}^{(3)}$  в месте включения защиты (на шинах А) при трехфазном КЗ за трансформатором (точка К1). Предполагается, что при этом по линии проходит ток  $I_{\text{к.з1}} = I'_{\text{с.з}}$ , т. е.

$$U'_{\text{с.з}} < U_{\text{ост}}^{(3)} = \sqrt{3} I'_{\text{с.з}} (X_{1\text{уд}} \cdot L + X_{\text{T}})$$

или с учетом коэффициента надежности (отстройки)  $K'_{\text{над}} = 1,2$

$$U'_{\text{с.з}} = \sqrt{3} I'_{\text{с.з}} (X_{1\text{уд}} \cdot L + X_{\text{T}}) / K'_{\text{над}}. \quad (2.11)$$

При таком выборе напряжения  $U'_{\text{с.з}}$  исключается срабатывание защиты при любых токах повреждения, проходящих по линии при внешних КЗ. Так, при  $I_{\text{к.з1}} < I'_{\text{с.з}}$  селективность действия защиты достигается несрабатыванием реле тока, а при  $I_{\text{к.з1}} > I'_{\text{с.з}}$  – недействием реле напряжения, т. к. при этом  $U_{\text{ост1}} > U'_{\text{с.з}}$ .

Реле напряжения не должно срабатывать в нормальном режиме,

поэтому вторым условием выбора  $U'_{с.з}$  является отстройка от  $U_{раб.маx}$  по условию

$$U'_{с.з} = U_{раб.мин} / K_{отс} \approx 0,7 \cdot U_{н}. \quad (2.12)$$

При КЗ в конце защищаемой линии (точка К2) защита должна обладать достаточной чувствительностью по напряжению. Допустимый минимальный  $K'_{чв} = 1,4 \dots 1,5$ .

Если по условиям чувствительности значение  $U'_{с.з}$  необходимо принять больше расчетного, то нужно увеличить и ток  $I'_{с.з}$ , чтобы сохранить условие (2.11). В противном случае селективность защиты при внешних КЗ нарушается. Для второй ступени защиты расчет параметров защиты производится аналогично.

Примеры расчета максимальных токовых защит линий и максимальных токовых защит линий с пуском по напряжению приведены в прилож. 1, 2, 3 и 9.

## **2.10. Токовые защиты нулевой последовательности сетей с большими токами замыкания на землю**

Защита обычно выполняется трехступенчатой. В случае недостаточной чувствительности она дополняется четвертой ступенью. Измерительные органы – реле тока, подключенные к фильтру тока нулевой последовательности. Использование тока нулевой последовательности позволяет повысить чувствительность защиты к КЗ на землю и уменьшить выдержку времени ее последней ступени. В радиальной сети с односторонним ИП (рис. 2.13, а) КЗ на землю возникают между трансформаторами Т1–Т3, соединенными в звезду с глухозаземленной нейтралью. На линиях АБ, БВ и трансформаторах Т1–Т3 установлены токовые защиты А2–А5 от междуфазных повреждений и токовые защиты нулевой последовательности Ао2–Ао5 от КЗ на землю.

Изучение защит по схеме рис. 2.13 начнем с защиты нулевой последовательности Ао2 линии АБ. Расчет параметров ее I и II ступеней имеет много общего с расчетом I и II ступеней защиты от междуфазных КЗ А2 (см. разделы 2.3, 2.4).

Первая ступень защиты – токовая отсечка нулевой последовательности без выдержки времени. Ее ток срабатывания  $I'_{с.зА2}$  выбирается по условиям отстройки от максимального значения периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности  $3I_{о.в.н.м}$ , проходящего в месте установки защиты при КЗ на землю на шинах приемной подстанции Б (точка К1):

$$I'_{с.з.А02} = K'_{отс} \cdot 3I_{0.вн.ма} \quad (2.13)$$

где  $K'_{отс} = 1,3$  при использовании реле РТ-40 для линий 110–220 кВ.

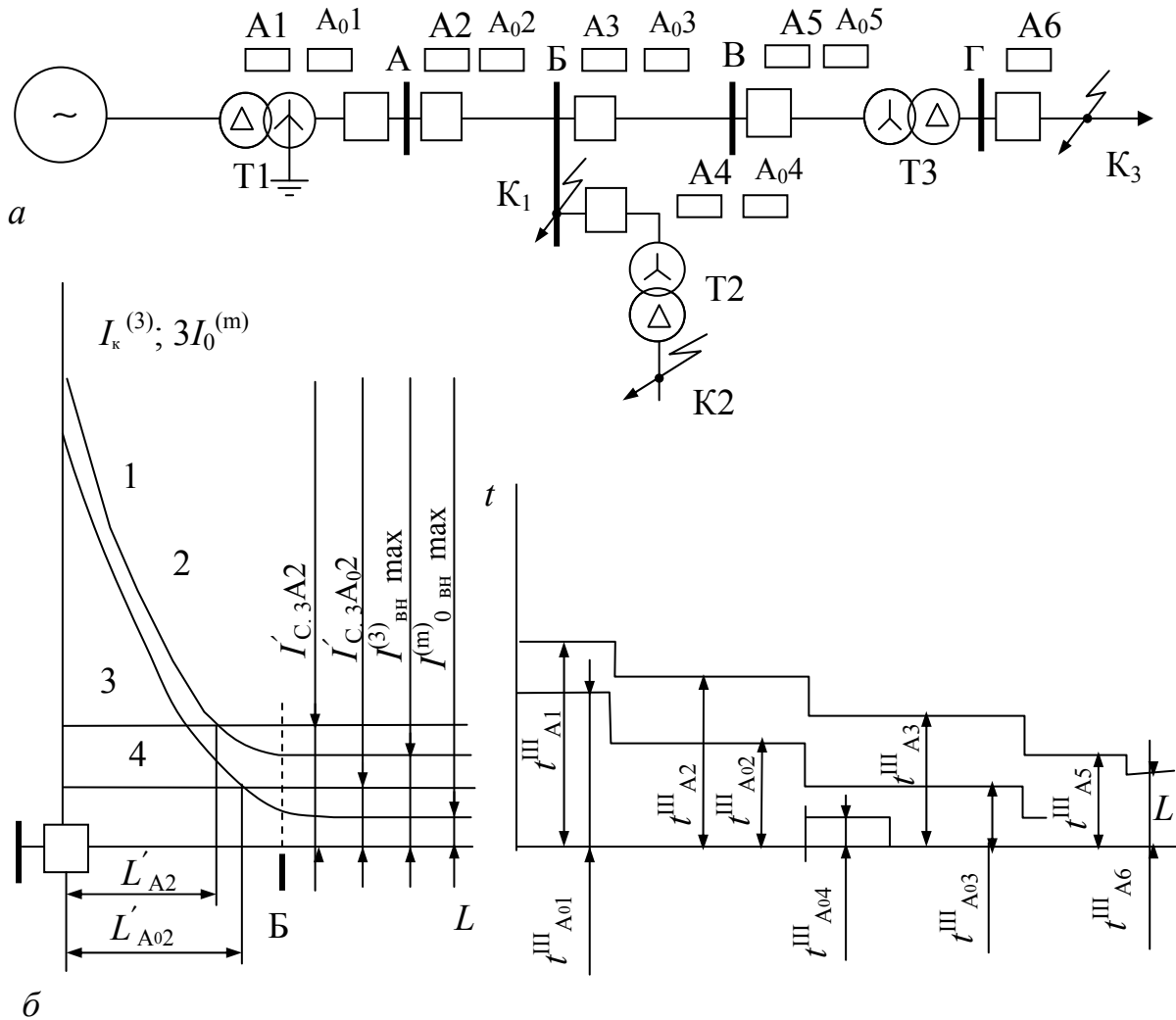


Рис. 2.13. Характеристики выдержек времени токовой защиты нулевой последовательности и максимальной токовой защиты

При этом токовая отсечка не должна срабатывать от токов нулевой последовательности, кратковременно появляющихся при неодновременном включении фаз выключателя, например в цикле быстрого действующего АПВ. Обычно в схеме защиты имеется выходное промежуточное реле, создающее замедление около трех-четырех периодов, поэтому отсечка оказывается отстроенной от этих токов по времени. Необходимо исключить также ложные срабатывания защиты в неполнофазном режиме, возникающем в цикле однофазного АПВ на защищаемой линии [22]. Отстройка от уравнительного тока при качаниях не тре-

буется, т. к. в нем нет составляющей тока нулевой последовательности. Преимущество токовой отсечки нулевой последовательности перед токовой отсечкой, включенной на полные токи фаз, – в ее большей защитоспособности. Она имеет большую защищаемую зону  $L'_{A02} > L'_{A2}$  (рис. 2.13, б).

Объясняется это тем, что ток нулевой последовательности  $3I_0^{(m)}$  (кривая 2) при перемещении точки КЗ вдоль линии АВ изменяется более резко, чем ток  $I_{КЗ}^{(3)}$  (кривая 1). Разный характер изменения тока – следствие неравенства  $Z_{0л}$  и  $Z_{1л}$  ( $Z_{0л} > Z_{1л}$  в зависимости от группы соединения обмоток трансформатора).

Вторая ступень защиты – токовая отсечка нулевой последовательности с выдержкой времени. При выборе параметров защит  $I''_{с.зA02}$  и  $t''_{A02}$  необходимо согласовать первую ступень А03 защиты нулевой последовательности линии БВ с защитой А04 трансформатора Т2. Отсюда следует

$$I''_{с.з.3A} \geq K''_{отс} \cdot I'_{с.зA03}; \quad I''_{с.з.3A} \geq K''_{отс} \cdot I'_{с.зA04}, \quad (2.14)$$

где  $K''_{отс} = 1,1$ .

Принимается большее значение. Выдержка времени второй ступени (см. раздел 2.5) не превышает 0,5 с.

Третья ступень защиты – максимальная токовая защита нулевой последовательности. Из рис. 2.13 видно, что при повреждении на землю в точках К2 и К3  $I_0$  с высшей стороны трансформаторов Т2 и Т3 отсутствует, поэтому защиту А04 и А05 можно выполнить без выдержки времени ( $t'''_{A04} \approx 0$ ;  $t'''_{A05} \approx 0$ ), а выдержки времени  $t'''_{A01}$ ,  $t'''_{A02}$  и  $t'''_{A03}$  защит А01–А03 выбрать по ступенчатому признаку. На рис. 2.13 также представлены характеристики выдержек времени  $t'''_{A1} - t'''_{A6}$  токовых защит А1–А6. Из сравнения характеристик видно, что токовую защиту нулевой последовательности можно выполнить более быстродействующей, чем защита на полные токи фаз.

В нормальном режиме и при многофазных внешних КЗ при повреждениях в реле проходит только ток  $I_{нб}$ , поэтому ток  $I'''_{с.р}$  можно выбрать без учета рабочих токов по условию

$$I'''_{с.р} > I_{нб.рсч}, \quad (2.15)$$

$I_{нб.рсч}$  возрастает с увеличением первичного тока и имеет наибольшее значение при трехфазном КЗ:

$$I_{\text{нб.рсч}} = I_{\text{нб.рсч.мах}} = \frac{K_{\text{одн}} (\epsilon/100) I_{\text{к.з.вн.мах}}^{(3)}}{K_A}, \quad (2.16)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности, принимается  $K_{\text{одн}} = 1,0$  [2],  $I_{\text{к.з.вн.мах}}^{(3)}$  – действующее значение установившегося тока внешнего трехфазного КЗ при повреждении в начале следующего участка (для Ао2 в точке К1 ).

Принимается установившееся значение тока КЗ, поскольку защита действует с выдержкой времени, достаточной для затухания апериодической составляющей.

В случаях, когда  $t_{\text{с.з}} \leq 0,3$  с:

$$I_{\text{нб.рсч.мах}} = \frac{K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{ап}} (\epsilon/100) I_{\text{к.з.вн.мах}}^{(3)}}{K_A}, \quad (2.17)$$

где  $K_{\text{ап}} = 2$  при  $t_{\text{с.з}} \leq 0,1$  с и  $K_{\text{ап}} = 1,5$  при  $0,1 < t_{\text{с.з}} \leq 0,3$  с ( $K_{\text{ап}}$  – коэффициент аperiodичности).

Таким образом,

$$I_{\text{с.р}}''' = K_{\text{отс}}''' \cdot I_{\text{нб.рсч.мах}}, \quad (2.18)$$

где  $K_{\text{отс}}''' = 1,25$ .

Таким образом, в отличие от защит, включенных на полные фазные токи, защита нулевой последовательности может иметь меньшие выдержки времени и повышенную чувствительность. Поэтому она находит применение в сетях с глухозаземленными нейтралями в качестве защиты от КЗ на землю.

В приложении 4 приведен пример расчета максимальной токовой защиты нулевой последовательности токов КЗ на землю одиночных линий 110 кВ.

### ***2.11. Способы повышения чувствительности максимальной токовой защиты линий 10 кВ при использовании аналоговых электромеханических реле***

Повышение чувствительности максимальных токовых защит линий может достигаться одним или несколькими способами.

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

– Увеличение коэффициента возврата реле ( $K_{\text{в}}$ ), входящего в выражение (2.19) у современных реле тока значение  $K_{\text{в}} \approx 1$ .

$$I_{сз} \geq \frac{K_H K_{сзп}}{K_B} I_{раб.макс} \quad (2.19)$$

– Уменьшение расчетного значения максимального рабочего тока в выражении (2.19) за счет учета неполной загрузки трансформаторов, подключенных к защищаемой линии. Принятое значение  $I_{раб.макс}$  должно быть оговорено в задании на наладку защиты и в инструкции для оперативного персонала с целью предотвращения увеличения нагрузки. Однако уставки релейной защиты не должны ограничивать возможности полного использования первичного электрооборудования.

– Применение более пологой обратно зависимой от тока характеристики времени срабатывания защиты, что позволяет обеспечить селективность между защитой линии и плавкими предохранителями питаемых трансформаторов во всем диапазоне токов КЗ без увеличения тока срабатывания защиты линии (см. Приложение 3).

– Допущение неполной селективности между защитой линии и плавкими предохранителями 10 (6) кВ питаемых трансформаторов при малых токах КЗ (повреждения в трансформаторе). При невозможности обеспечить селективность между защитой линии и плавкими предохранителями трансформаторов во всем диапазоне токов КЗ, необходимо обеспечить селективность, по крайней мере, для случая КЗ на стороне 10 (6) кВ любого из трансформаторов, подключенных к линии. При этом полное время действия предохранителя (время плавления плавкого элемента плюс время горения дуги) должно быть меньше времени действия защиты. Разрешается для ускорения действия защиты линии, на которой имеется устройство АПВ, не учитывать время горения дуги в предохранителе, поскольку дуга погаснет во время бестоковой паузы перед АПВ. Сказанное иллюстрируется рис. 2.14. Степень селективности  $\Delta t = 0,5-0,7$  с должна обеспечиваться при минимально возможном значении тока двухфазного КЗ в точке К<sub>1</sub>, т.е. на стороне 10 (6) кВ трансформатора. Если характеристика плавкого предохранителя является типовой, необходимо определять значение времени плавления при расчетном токе,  $I_{кз(2)} / 1,2$ , где коэффициент 1,2 учитывает

возможную неточность работы предохранителя. Если не учитывать время горения дуги в предохранителе, то время срабатывания защиты линии при расчетном токе должно быть  $t_{с.з} = t_{пл} + \Delta t$ . При такой настройке КЗ на стороне 10 (6) кВ трансформатора (точка К<sub>1</sub> на рис. 2.14) будут отключаться плавкими предохранителями, но повреждения в трансформаторе и на его выводах низшего напряжения (точка К<sub>2</sub>) в за-



зависимости от значения тока КЗ могут вызвать одновременное срабатывание предохранителей 1 и защиты 2 ВЛ 10 кВ (последнее исправляется действием устройства АПВ линии) или только защиты линии. Для уменьшения числа неселективных действий защиты линии рекомендуется согласовывать ее характеристику времени срабатывания с времятоковой характеристикой предохранителя на стороне низшего напряжения трансформаторов, а если они не предусмотрены, то с характеристикой плавких предохранителей наиболее мощных отходящих линий 0,4 кВ.

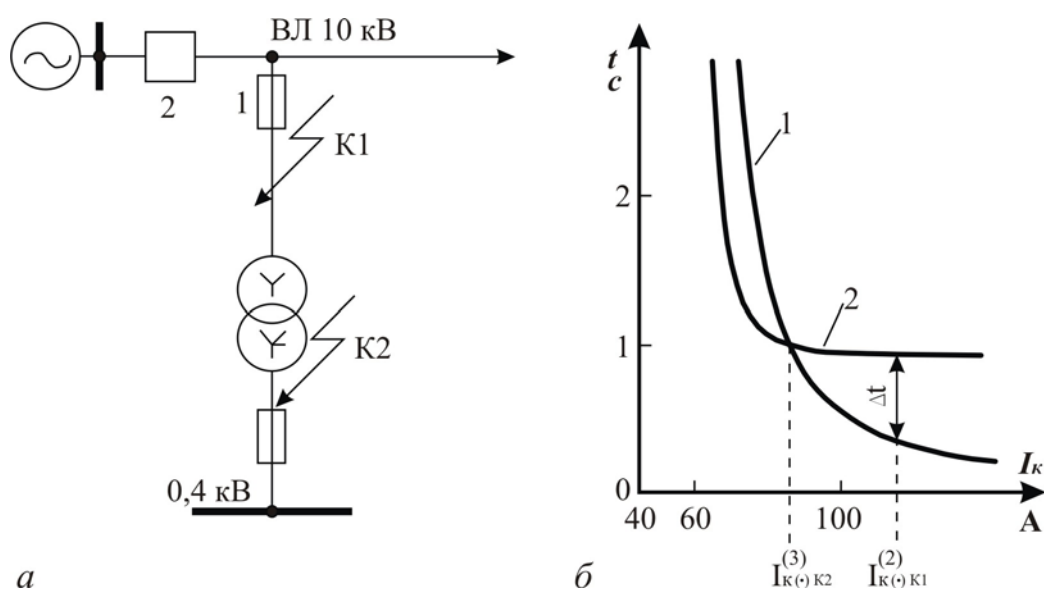


Рис. 2.14. Согласование характеристик максимальной защиты (2) и плавких предохранителей (1) только при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения трансформатора: а – схема сети; б – карта селективности (токи приведены к напряжению 10 кВ)

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

– Установка на линии специальных автоматических секционирующих аппаратов обеспечивающих сокращение основной зоны защи-

ты линии (см. далее).

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

### **3. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ИЛИ ЗАЗЕМЛЕННЫМИ ЧЕРЕЗ ДУГОГАСЯЩИЕ РЕАКТОРЫ НЕЙТРАЛЯМИ**

Установившиеся токи замыкания на землю определяются режимом работы нейтрали электрических систем. В сетях с изолированными нейтралью значения токов в точке повреждения при однофазном замыкании обычно не превышают нескольких десятков ампер. Если нейтраль заземлена через дугогасящий реактор, то ток замыкания на землю при соответствующей настройке можно значительно уменьшить. В связи с этим разработано несколько видов защит, действующих в зависимости от токов переходных процессов при замыкании на землю, а также используются токовые направленные и другие защиты. Рассмотрим некоторые из них.

#### **3.1. Защита от замыкания на землю, реагирующая на токи и напряжение нулевой последовательности установившегося режима**

*Устройство общей неселективной сигнализации от замыкания на землю.* Замыкание на землю одной фазы в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью не является аварией. Электроприемники, включенные на междуфазное напряжение, продолжают нормально работать, что позволяет выполнить защиту от замыкания на землю, действующую на сигнал.

В сетях простой конфигурации допускается применение только общего устройства неселективной сигнализации, контролирующего состояние изоляции в системе данного напряжения. На рис. 3.1, *а* представлена схема устройства на трех минимальных реле напряжения  $KV$ , включенные на фазное напряжение. На рис. 3.1, *б* – одно максимальное реле напряжения, включенное на напряжение нулевой последовательности. Устройство сигнализации обычно подключается через трансформаторы напряжения, установленные на шинах.

*Токковая защита нулевой последовательности.* В протяженных сетях сложной конфигурации, когда определение поврежденного участка затруднено, наряду с рассмотренной выше защитой предусматрива-

ется селективная защита на каждом присоединении (каждой отходящей от шин линии). Обычно это токовая защита.

Для предотвращения перехода однофазного замыкания в междуфазное максимальный ток замыкания на землю в сетях напряжением 3–20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры, и во всех сетях 35 кВ должен быть не более 10 А, т. е.  $I_{3\max}^{(1)} < 10$  А; в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор при напряжении 3–6 кВ – не более 30 А, т. е.  $I_{3\max}^{(1)} < 30$  А, при напряжении 10 кВ – не более 20 А, т. е.  $I_{3\max}^{(1)} < 20$  А и при напряжении 15–20 кВ – не более 15 А, т. е.  $I_{3\max}^{(1)} < 15$  А [17].

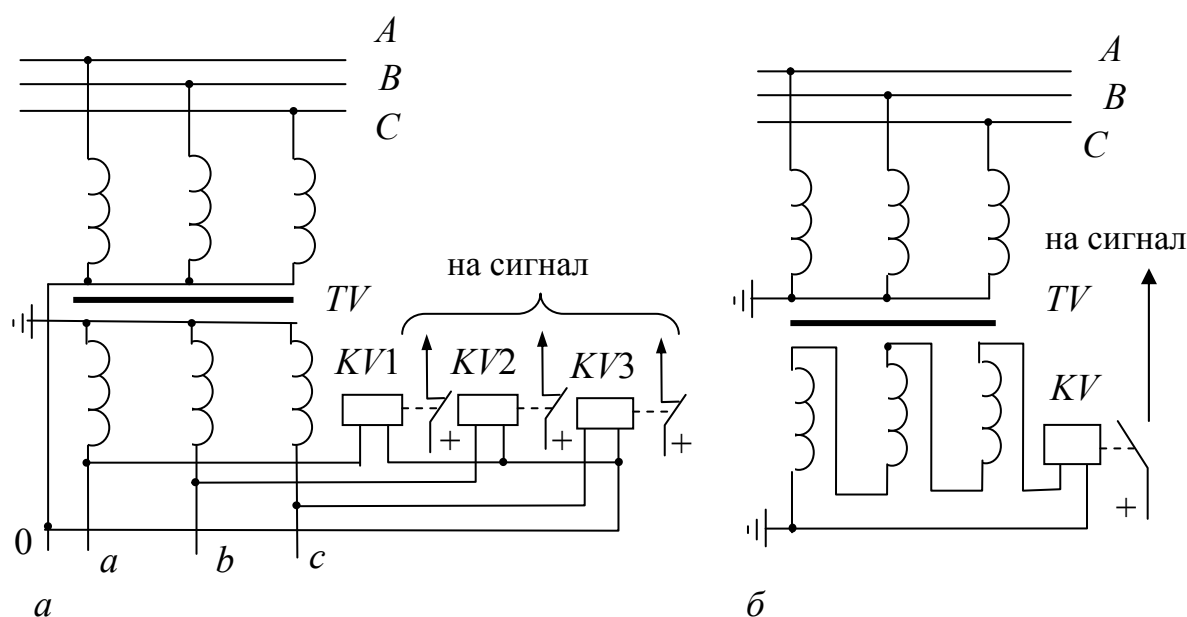


Рис. 3.1. Схема устройства неселективной сигнализации при замыкании на землю

Таким образом, допустимые токи замыкания на землю обычно меньше рабочих токов защищаемого элемента, поэтому токовая защита от замыкания на землю выполняется с включением реле на фильтр тока нулевой последовательности. Защита приходит в действие при прохождении по поврежденному участку тока нулевой последовательности  $3I_{0\text{ЭКВ}}^{(1)}$ , обусловленного емкостью всей электрически связанной сети без учета емкости  $C_0$  поврежденной линии. При трех отходящих от шин линиях и однофазном замыкании, например на первой линии, от шин по поврежденной линии направляется ток нулевой последовательности, обусловленный емкостью 2-й и 3-й линии относительно земли, т. е.

$$\underline{I}_{\text{оээк}}^{(1)} = \underline{I}_{\text{о2}}^{(1)} + \underline{I}_{\text{о3}}^{(1)} = j\omega \underline{U}_{\phi} (C_{\text{о2}} + C_{\text{о3}}) = j\omega C_{\text{оэкв}} \cdot \underline{U}_{\phi}. \quad (3.1)$$

Защита не должна срабатывать при повреждении на других присоединениях сети, когда по защищаемой линии проходит ток  $3I_{\text{ол}}^{(1)}$  ( $3I_{\text{ол}}^{(1)}$ ), обусловленный собственной емкостью линии. При этом для обеспечения недействия защиты ее ток срабатывания выбирают по условию

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{над}} \cdot 3I_{\text{ол}}^{(1)}. \quad (3.2)$$

$K_{\text{над}} = 4...5$  для защит без выдержки времени и  $K_{\text{над}} = 2,0...2,5$  – для защит с выдержкой времени. Без выдержки времени выполняются защиты, действующие на сигнал: защиты линий торфоразработок и других сетей, находящихся в подобных условиях. При замыкании на землю в этих линиях для безопасности они должны отключаться без замедления. В таких сетях токи однофазного замыкания на землю  $I_3^{(1)}$  обычно не превышают  $< 1,0...1,5$  А. При этом напряжение прикосновения ограничивается на допустимом уровне ( $< 40$  В) и однофазные замыкания на землю не представляют опасности для обслуживающего персонала.

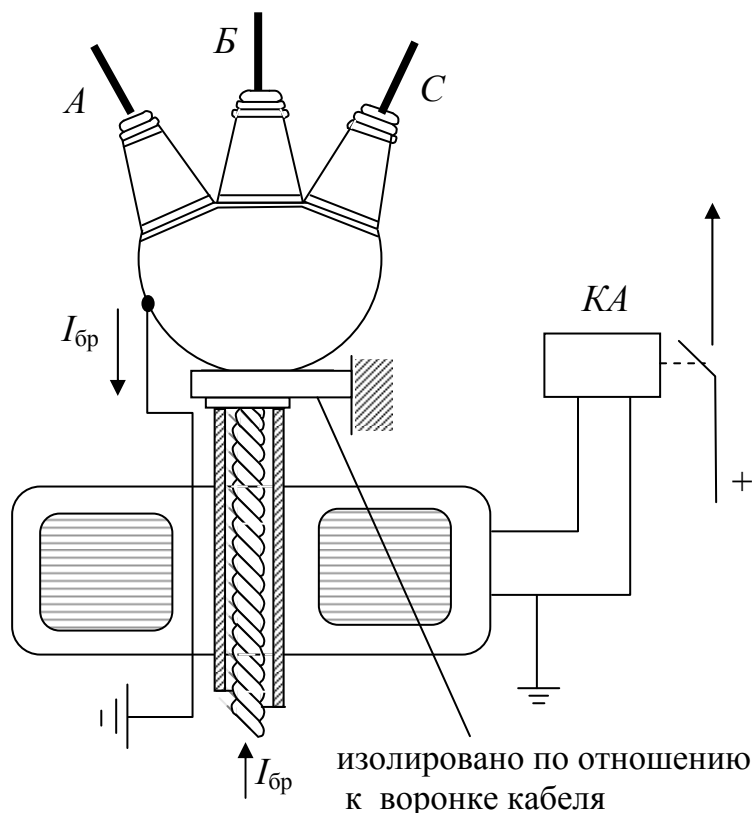


Рис. 3.2. Защита от замыкания на землю с кабельным ТНП

Чувствительность защит  $K_{\text{ч}} = 3 \cdot I_{\text{ОЭКВ}}^{(1)} / I_{\text{с.з}}$ . Ток  $I_{\text{ОЭКВ}}^{(1)}$  определяется по режиму с минимально возможным числом включенных линий. Чувствительность защиты считается достаточной, если для воздушных линий  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ , а для кабельных  $\geq 1,25$ .

В качестве фильтра нулевой последовательности обычно используется трансформатор тока нулевой последовательности (ТНП) ТАЗ (рис. 3.2).

При замыкании в сети на землю токи повреждения могут замыкаться как через землю, так и по проводящей оболочке кабеля, в том числе и неповрежденного, что может вызвать неправильные действия защиты. Поэтому воронку и кабель на участке от ТНП до воронки изолируют от земли, а заземляющий провод присоединяют к воронке кабеля и пропускают через отверстие магнитопровода ТНП в направлении кабеля. При таком исполнении цепей защиты токи, проходящие по броне и проводящей оболочке кабеля, компенсируются токами, возвращающимися по заземляющему проводу.

Чувствительность защиты характеризуется минимальным первичным током замыкания на землю. При использовании электромагнитного реле с ТНП можно выполнить защиту, действующую при минимальном первичном токе замыкания на землю  $I_3^{(1)} = 5 \text{ А}$ , поэтому эту защиту нельзя применить, например, на линиях торфоразработок.

Другие виды защит от замыкания на землю, в частности направленная защита нулевой последовательности, токовая защита, реагирующая на высшие гармонические в установившемся токе нулевой последовательности, а также устройство контроля изоляции в сетях с изолированными нейтральными без использования трансформаторов напряжения подробно описаны в [1, 22], поэтому здесь не рассматриваются.

## **4. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ**

### **4.1. Назначение и виды дифференциальных защит**

Для защиты элементов электрических установок широко используется дифференциальный принцип, на котором осуществляются продольные и поперечные дифференциальные защиты, которые обладают большой селективностью.

Продольные дифференциальные токовые защиты используются в основном для защиты элементов с сосредоточенными параметрами, например, трансформаторов. Они могут применяться также для защиты линий небольшой длины. Поперечные дифференциальные защиты вы-

полняются в виде дифференциальной токовой и токовой направленной, а также балансной защит. Они служат для защиты двух (и более) параллельных линий, а также для защиты от витковых замыканий обмотки статора синхронного генератора, имеющей параллельные ветви.

#### 4.2. Принцип действия продольной дифференциальной токовой защиты

Продольная дифференциальная токовая защита основана на сравнении токов в начале и конце защищаемого элемента. Вторичные обмотки трансформаторов тока с одинаковым коэффициентом трансформации, установленные в начале и конце защищаемого элемента, и реле с помощью вспомогательных проводов соединяются так, чтобы при КЗ вне защищаемой зоны, ограниченной измерительными трансформаторами, ток в реле отсутствовал, а при повреждении внутри зоны был равен току КЗ. Применяются две возможные схемы выполнения дифференциальной защиты – с циркулирующими токами и с уравновешенными напряжениями. В нашей стране преимущественно используются защиты по схеме с циркулирующими токами (рис. 4.1). Схема получается путем параллельного соединения вторичных обмоток трансформаторов тока  $TA_I$ ,  $TA_{II}$  и реле тока  $KA$ . При этом ток в реле  $I_p$  определяется с учетом принятых условных положительных направлений токов  $I_{II}$  и  $I_{III}$  по концам защищаемого элемента.

Согласно рис. 4.1 ток в реле равен геометрической сумме вторичных токов:

$$\underline{I}_p = \underline{I}_{2I} + \underline{I}_{2II}. \quad (4.1)$$

При КЗ в защищаемой зоне  $L$  (точка К1) токи  $I_{II}$  и  $I_{III}$  от источников питания направляются в точку повреждения, т. е. имеют положительное направление (рис. 4.1, *a*) и в соответствии с выражением (4.1) складываются:  $\underline{I}_p = \underline{I}_{2I} + \underline{I}_{2II}$ . При одностороннем питании один из токов, например,  $I_{III} = 0$ , следовательно, и  $I_{2II} = 0$ . При этом  $I_{2I}$  не может замыкаться через вторичную обмотку  $TA_{II}$ , т. к. сопротивление токовых цепей реле много меньше внутреннего сопротивления трансформатора тока. Весь ток  $I_{2I}$  проходит через реле.

Таким образом, при КЗ в зоне ток в реле определяется током  $I_{кз}$  в точке повреждения. При этом защита срабатывает, если  $I_p \geq I_{с.р.}$ . В нормальном режиме работы, при качаниях, а также при внешних КЗ (точка К2)  $I_{II} = -I_{III}$ , т. е. сдвинуты по фазе на  $180^\circ$ .

Если не считаться с погрешностями трансформаторов тока, то  $I_{2I} = -I_{2II}$  (рис. 4.1, *б*), поэтому в соответствии с выражением (4.1) ток в

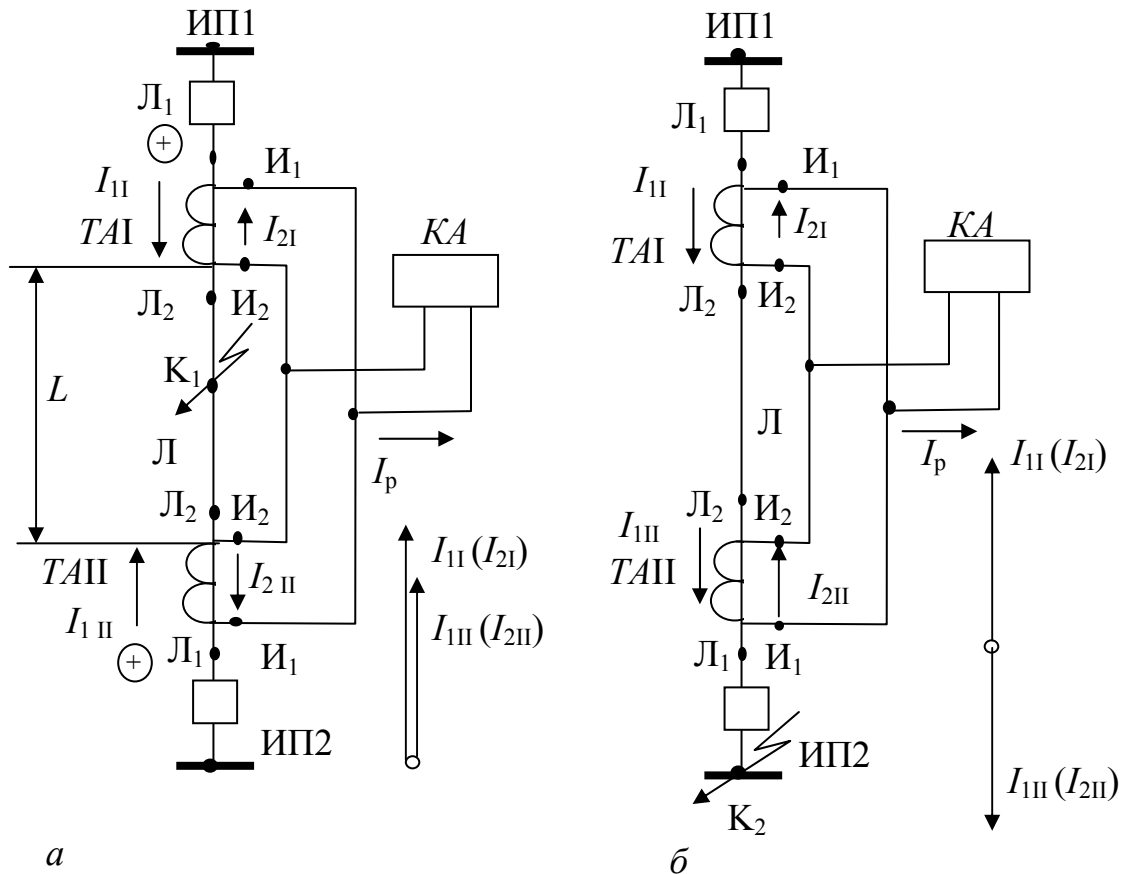


Рис. 4.1. Распределение токов в схеме продольной дифференциальной защиты с циркулирующими токами и их векторные диаграммы

реле  $I_p = 0$  и защита не срабатывает. Следовательно, продольная дифференциальная защита действует при повреждениях в зоне и не реагирует на внешние КЗ; токи качаний и токи нормальной работы, т. е. она обладает большой селективностью. В действительности трансформаторы тока имеют погрешности. Поэтому, при равенстве первичных токов  $I_{11}$  и  $I_{1II}$  и их сдвиге по фазе на угол  $\pi$ , вторичные токи  $I_{21}$  и  $I_{2II}$  не одинаковы по абсолютному значению и сдвинуты по фазе на угол, отличный от  $\pi$ . В связи с этим при внешнем КЗ в реле появляется ток, называемый током небаланса. Для исключения неправильной работы дифференциальной защиты ток срабатывания реле должен выбираться с учетом тока небаланса.

### 4.3. Ток небаланса и ток срабатывания дифференциальной защиты с циркулирующими токами

Из схем замещения измерительных трансформаторов тока (см. рис. 1.3) имеем

$$\underline{I}_{2I} = \underline{I}'_{1I} - \underline{I}'_{\text{нмг}I}; \quad \underline{I}_{2II} = \underline{I}'_{1II} - \underline{I}'_{\text{нмг}II}.$$

Поэтому при нормальной работе и внешних коротких замыканиях ток в реле дифференциальной защиты

$$\underline{I}_p = \underline{I}_{\text{нб}} = \underline{I}_{2I} - \underline{I}_{2II} = \underline{I}'_{\text{нмг}II} - \underline{I}'_{\text{нмг}I}. \quad (4.2)$$

Таким образом, ток небаланса определяется токами намагничивания, которые (см. рис. 1.4) для любых двух трансформаторов тока не одинаковы вследствие неидентичности их характеристик намагничивания (см. рис. 4.2, а). С увеличением первичного тока разница в токах

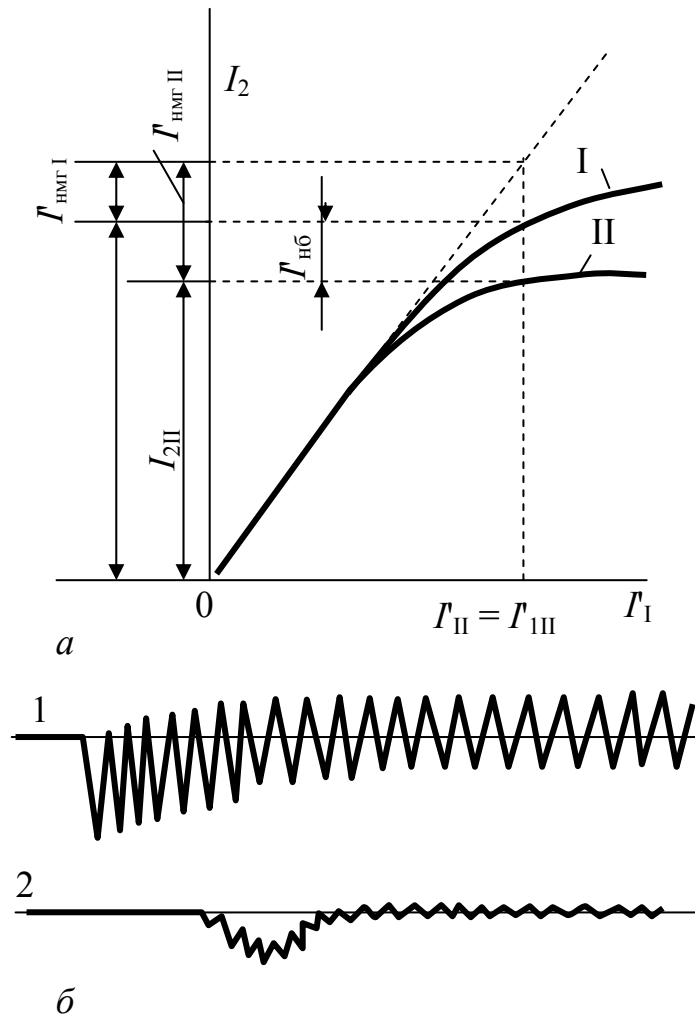


Рис. 4. 2. Характеристики и ток намагничивания трансформаторов тока дифференциальной защиты



намагничивания, а следовательно, и токах небаланса возрастает. Для выбора тока срабатывания защиты необходимо знать максимально возможное значение тока небаланса при внешних КЗ.

Для предотвращения неправильной работы дифференциальной защиты ток срабатывания реле  $I_{с.р}$  выбирается с учетом небаланса переходного процесса по выражению

$$I_{с.р} = K_{над} \cdot I_{нб.рсч.мах} \quad (4.3)$$

При определении тока небаланса исходят из того, что трансформаторы тока выбраны так, что полная погрешность  $\varepsilon \leq 10\%$  при заданной вторичной нагрузке и предельной кратности тока КЗ. Погрешности двух трансформаторов тока имеют одинаковые знаки (рис. 4.2, а), поэтому ток небаланса согласно выражению (4.2) определяется погрешностью, которая меньше каждой из погрешностей в отдельности, что учитывается при расчетах коэффициентом однотипности  $K_{одн} = 0,5...1,0$ . Влияние апериодической составляющей тока КЗ на ток небаланса учитывается коэффициентом  $K_{ап}$  (для  $t = 0$  принимают  $K_{ап} = 2,0$ ). Поэтому

$$I_{нб.рсч.мах} = \frac{(\varepsilon/100) \cdot K_{ап} \cdot K_{одн} \cdot I_{кз.вн.мах}^{(3)}}{K_A} \quad (4.4)$$

Чувствительность дифференциальной защиты при КЗ в защищаемой зоне оценивается коэффициентом чувствительности  $K_{ч}$ , ( $K_{ч} = I_{р.мин}/I_{с.р}$ ). Допускается иметь  $K_{ч} = 1,5...2,0$ . При использовании обычных реле тока чувствительность дифференциальной защиты может оказаться недостаточной. Поэтому приходится применять меры по повышению ее чувствительности.

#### 4.4. Способы повышения чувствительности дифференциальной защиты

Известно несколько способов повышения чувствительности защиты. Среди них отстройка от переходных токов небаланса по времени, включение последовательно с цепью тока измерительного реле тока добавочного сопротивления, использование апериодической слагающей в переходном токе небаланса, применение реле с торможением. Из перечисленных реализованы два последних способа.

**Способ использования апериодической слагающей в переходном токе небаланса** реализован в реле типа РНТ с насыщающимся трансформатором тока (НТА) без тормозных обмоток. Принцип работы НТА

рассмотрен выше, а устройство реле *РНТ* в [1, 21, 22]. Как известно, чувствительность реле *РНТ* зависит от формы кривой тока, проходящего в рабочей обмотке. При синусоидальном токе насыщающийся трансформатор не оказывает влияния на работу реле. Если в токе имеется апериодическая составляющая, то магнитопровод *НТА* насыщается, сопротивление намагничивания резко падает,  $I_{\text{нмг}}$  увеличивается, а вторичный ток уменьшается. Коэффициент трансформации *НТА* автоматически увеличивается и чувствительность защиты уменьшается. Нормальная работа *НТА* восстанавливается по исчезновению апериодической составляющей тока.

Таким образом, защита загроубляется на время существования переходного тока небаланса. Это позволяет не учитывать влияние апериодической составляющей при определении  $I_{\text{нб}}$ , а ток  $I_{\text{с.р}}$  отстраивать только от установившегося тока небаланса, определяемого по выражению (4.4) при  $K_{\text{ап}} = 1,0 \dots 1,3$ .

При КЗ в защищаемой зоне  $I_{\text{кз}}$  содержит и апериодическую составляющую, однако это не ведет к отказу защиты, т. к. после исчезновения апериодической составляющей нормальная работа *НТА* восстанавливается и защита срабатывает. Однако она действует с замедлением, не превышающем 0,04 с, что не является большим недостатком.

Об использовании в дифференциальной защите реле с торможением см. раздел 6.5 и [1, 13, 22].

#### **4.5. Продольная дифференциальная защита линий и ее особенности**

Особенности продольной дифференциальной защиты линий обусловлены значительным расстоянием между концами защищаемой линии. При этом между подстанциями (в начале и в конце линии) прокладываются вспомогательные провода, соединяющие *ТА* в начале (*ТА1*) и в конце (*ТАII*) линии. В схему защиты включаются два комплекта реле *КА1* и *КАII* по одному на каждом конце линии, необходимые для отключения выключателей с обеих сторон. Выполнение требований к защите усложняет ее, увеличивает затраты на ее осуществление и отрицательно влияет на ее чувствительность и надежность.

Для участков небольшой длины эта защита получается сравнительно простой, достаточно надежной и удовлетворяющей требованиям чувствительности.

#### 4.6. Поперечная дифференциальная токовая защита

**Принцип действия защиты и выбор тока срабатывания.** Эта защита основана на сравнении токов одноименных фаз параллельных цепей с малоотличающимися параметрами. Принцип действия ее рассматривается на примере выполнения защиты сдвоенной линии (рис. 4.3, а). Такие линии применяются в распределительных сетях  $U_n = 3 \dots 10$  кВ, когда пропускная способность одной линии оказывается недостаточной. Используются *ТА* с одинаковыми коэффициентами трансформации, установленными со стороны питающих шин А. Реле тока *КА* включается на разность токов двух одноименных фаз сдвоенной линии по схеме с циркулирующими токами. При принятом условном положительном направлении токов от шин в линию ток в реле  $I_p = I_{2I} - I_{2II}$ . Поэтому, как и в продольной дифференциальной защите, при нормальной работе и внешних КЗ (за пределами сдвоенной линии в точке К1) по обмотке реле протекает  $i_{нб}$ .

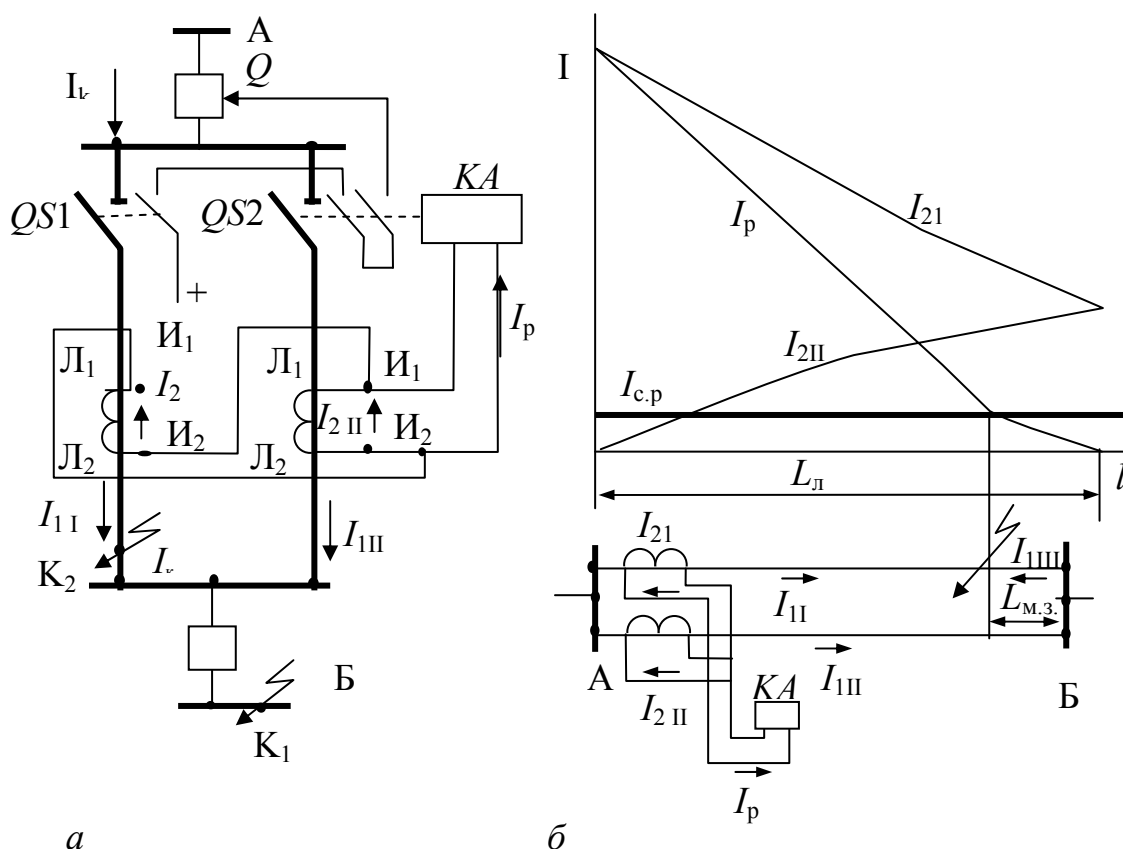


Рис. 4.3. Поперечная дифференциальная токовая защита сдвоенных линий

Ток срабатывания реле тока выбирается по условию  $I_{с.р} = K_{над} \cdot I_{нб.рсч.мах}$  при  $K_{над} = 1,3$ . Максимальный расчетный ток небаланса для защиты линий с одинаковыми параметрами определяется по выражению (4.4), в котором вместо тока  $I_{кз.вн.мах}^{(3)}$  принимается ток  $I_{кз.вн.мах}^{(3)}/2$ :

$$I_{нб.рсч.мах} = \frac{0,1 \cdot K_{одн} \cdot K_{ап} \cdot I_{кз.вн.мах}^{(3)}}{2 K_A}. \quad (4.5)$$

При КЗ на одной из линий (К2) равенство токов  $I_{2I}$  и  $I_{2II}$  нарушается, в реле протекает ток. Если  $I_p = I_{2I} - I_{2II} \geq I_{с.р}$ , то реле срабатывает и отключает выключатель  $Q$  линии.

**Мертвая зона защиты.** При удалении точки КЗ от места установки защиты ток в поврежденной линии (Л1) уменьшается, а в неповрежденной возрастает, вследствие чего ток  $I_p$  в реле уменьшается (рис. 4.3, б) так, что при повреждении вблизи шин противоположной подстанции он становится меньше тока срабатывания. При этом защита отказывает в действии. Длина участка  $L_{м.з}$ , при повреждении в пределах которого защита не работает из-за недостаточного тока в реле, называется мертвой зоной поперечной дифференциальной токовой защиты.

Для определения мертвой зоны  $L_{м.з}$  токи  $I_{II}$  и  $I_{III}$  предполагаются совпадающими по фазе. При этом падения напряжения от шин подстанции А до точки К2 одинаковы как вдоль одной, так и вдоль другой цепи, т. е.

$$I_{II} \cdot Z_{1уд} (L_l - L_{м.з}) = I_{III} \cdot Z_{1уд} \cdot L_l + I_{III} \cdot Z_{1уд} \cdot L_{м.з}.$$

После преобразования, учитывая, что

$$I_{II} + I_{III} = I_{кз}, \quad \text{а} \quad I_{II} - I_{III} = I_{с.з},$$

получаем

$$L_{м.з} = (I_{с.з} / I_{кз}) L_l. \quad (4.6)$$

Согласно требованиям, длина мертвой зоны не должна превышать  $L_{м.з} \leq 0,1 \cdot L_l$ .

**Оценка защиты.** Защита по принципу действия не защищает сборки сдвоенной линии и шины подстанции, а в случае повреждения одной из цепей должна выводиться из действия, т. к. ее ток срабатывания в общем случае оказывается не отстроенным от тока оставшейся в работе цепи и защита не имеет выдержки времени. Это, а также наличие

мертвой зоны защиты, делает невозможным ее применение в качестве единственной защиты сдвоенных линий.

#### **4.7. Поперечная дифференциальная токовая направленная защита**

**Основные органы и принцип действия.** Поперечная дифференциальная токовая защита приобретает способность определять поврежденную линию после включения в ее схему органа направления мощности. Следовательно, защита имеет два органа – измерительный (пусковой) токовый и направления мощности (избирательный). Реле тока пускового органа срабатывает при КЗ на любой из защищаемых параллельных цепей. Орган направления мощности позволяет защите определять поврежденную линию, т. к. в нем содержится, например, индукционное реле направления мощности двухстороннего действия, обмотка тока которого включается последовательно с обмоткой реле тока на разность токов одноименных фаз параллельных линий, а к обмотке напряжения подводится напряжение шин, соответствующее 90–градусной схеме включения реле. Защита устанавливается с обеих сторон двух параллельных линий, присоединенных к шинам через отдельные выключатели. Более подробно об этой и других видах токовых и дифференциальных токовых защит линий высокого напряжения изложено в рекомендованных источниках [1, 2, 21, 22].

### **5. УСТРОЙСТВА АВТОМАТИКИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

#### **5.1. Назначение устройств автоматического повторного включения, требования к ним и расчет их параметров**

**Назначение устройств АПВ.** Благодаря неустойчивости повреждений на линиях и их самоустранения защита линий оборудуется устройствами АПВ, работа которых в большинстве случаев бывает успешной. При устойчивых повреждениях на линии защита снова отключает линию после действия УАПВ, т. е. происходит неуспешное АПВ. Согласно [17] устройствами АПВ должны оборудоваться воздушные и смешанные кабельно-воздушные линии всех типов напряжением выше 1 кВ при наличии на них соответствующих коммутационных аппаратов. Применяются УАПВ, различающиеся по следующим признакам: по числу фаз выключателей, включаемых устройством АПВ, – трехфазные (ТАПВ) и однофазные (ОАПВ); по способу проверки синхронизации

при АПВ – для линий с двухсторонним питанием; по способу воздействия на привод выключателя – механические и электрические устройства АПВ; по кратности действия – АПВ однократного и многократного действия. Схемы УАПВ различаются по способу пуска, по способу возврата в положение готовности к действию, по типу элементов схем электроснабжения, оборудованных устройством АПВ.

**Требования к УАПВ и расчет их параметров.** Несмотря на их различия, все устройства АПВ должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Они должны находиться в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при всех случаях аварийного срабатывания выключателя. Схемы АПВ должны допускать возможность автоматического вывода их из действия при срабатывании любой защиты.

2. Устройства АПВ должны иметь минимально возможное время срабатывания для того, чтобы сократить продолжительность перерыва питания потребителей. Для успешного действия АПВ необходимо, чтобы  $t_{АПВ1}$  было больше: времени  $t_{г.п}$ , необходимого для восстановления готовности привода к работе на включение ( $t_{г.п} \cong 0,1...0,3$  с); времени  $t_{д.с}$ , необходимого для деионизации среды в точке повреждения (для установок  $\leq 220$  кВ  $t_{д.с} \cong 0,2$  с); времени готовности выключателя  $t_{г.в}$ , необходимого для восстановления отключающей способности выключателя после отключения им КЗ. Для однократного АПВ время  $t_{г.в} < t_{г.п} + t_{в.в}$  ( $t_{в.в}$  – время включения выключателя). Поэтому определяющим обычно является условие  $t_{АПВ1} > t_{г.п}$ . При этом, с учетом времени запаса  $< t_{зап} = 0,4...0,5$  с, время срабатывания УАПВ для линий с односторонним питанием

$$t_{АПВ1} \geq t_{г.п} + t_{зап} = 0,5 \dots 0,8 \text{ с.} \quad (5.1)$$

Схема УАПВ во всех случаях должна быть выполнена так, чтобы продолжительность воздействия на включение выключателя была достаточной.

3. Автоматически с заданной выдержкой времени устройства АПВ должны возвращаться в состояние готовности к новому действию после включения в работу выключателя. При выдержке времени  $t_{АПВ2}$  на возврат УАПВ в состояние готовности к действию должны выполняться следующие требования:

$$t_{АПВ2} \geq t_{АПВ1} + t_{в.в} + t_{с.з.макс} + t_{о.в} + t_{зап}, \quad (5.2)$$

где  $t_{зап}$  – время ступени селективности защиты линии.

УАПВ должно быть готовым к действию не раньше, чем это допускается по условиям работы выключателя после успешного включе-

ния его в работу устройством АПВ.

Указанные в пункте 3 требования выполняются, если принять  $t_{АПВ2} = 15...25$  с. Для УАПВ двухкратного действия время возврата в состояние готовности после второго цикла принимается равным  $t_{АПВ2} = 60...100$  с.

## 5.2. Схемы устройств автоматического повторного включения

Схемы устройств электрического АПВ выполняются на постоянном и переменном, в том числе выпрямленном, оперативном токе. Механические АПВ грузовых и пружинных приводов некоторых типов выключателей, еще встречающихся в эксплуатации, не требуют оперативного тока. Они действуют при срабатывании встроенных в привод реле прямого действия и включают отключившийся выключатель без выдержки времени. Недостаток механических схем АПВ – отсутствие выдержки времени. Этот недостаток не имеют электрические АПВ.

*Устройства АПВ на переменном оперативном токе* осуществляют повторное включение выключателей с грузовыми и пружинными приводами. В их схему управления (см. рис. 5.1) вводятся различные вспомогательные контакты, которые разделяют на три группы.

1-я группа связана с механизмом натяжения включающих пружин и переключается при изменении состояния пружины. Вспомогательный контакт, разомкнутый при ненатянутых пружинах и замыкающийся только в момент их полного натяжения, называют контактом готовности привода. Он управляет цепью электромагнита включения УАС. В схемах автоматики этот контакт обозначен как  $Q.6$ . Другой контакт, связанный с пружиной, действует в обратном порядке и используется в качестве контакта конечного выключателя в цепи электродвигателя, заводящего включающую пружину, в рассматриваемых схемах автоматики он обозначается как  $Q.4$ .

2-я группа контактов  $Q1$ ,  $Q2$ ,  $Q3$  связана с валом привода и переключается при изменении положения выключателя по любой причине.

К 3-й группе относится так называемый аварийный контакт  $Q5$ , который замыкается при включении выключателя, остается замкнутым при действии релейной защиты и размыкается только при оперативном отключении выключателя. В конкретной схеме автоматики могут быть использованы не все названные вспомогательные контакты. Если в схеме содержатся цепи управления нескольких выключателей, то в указанное обозначение контактов вводятся цифровые обозначения соответствующих выключателей. Так, для выключателя  $Q.2$  это

контакты  $Q2.1, Q2.2$  и т. д.

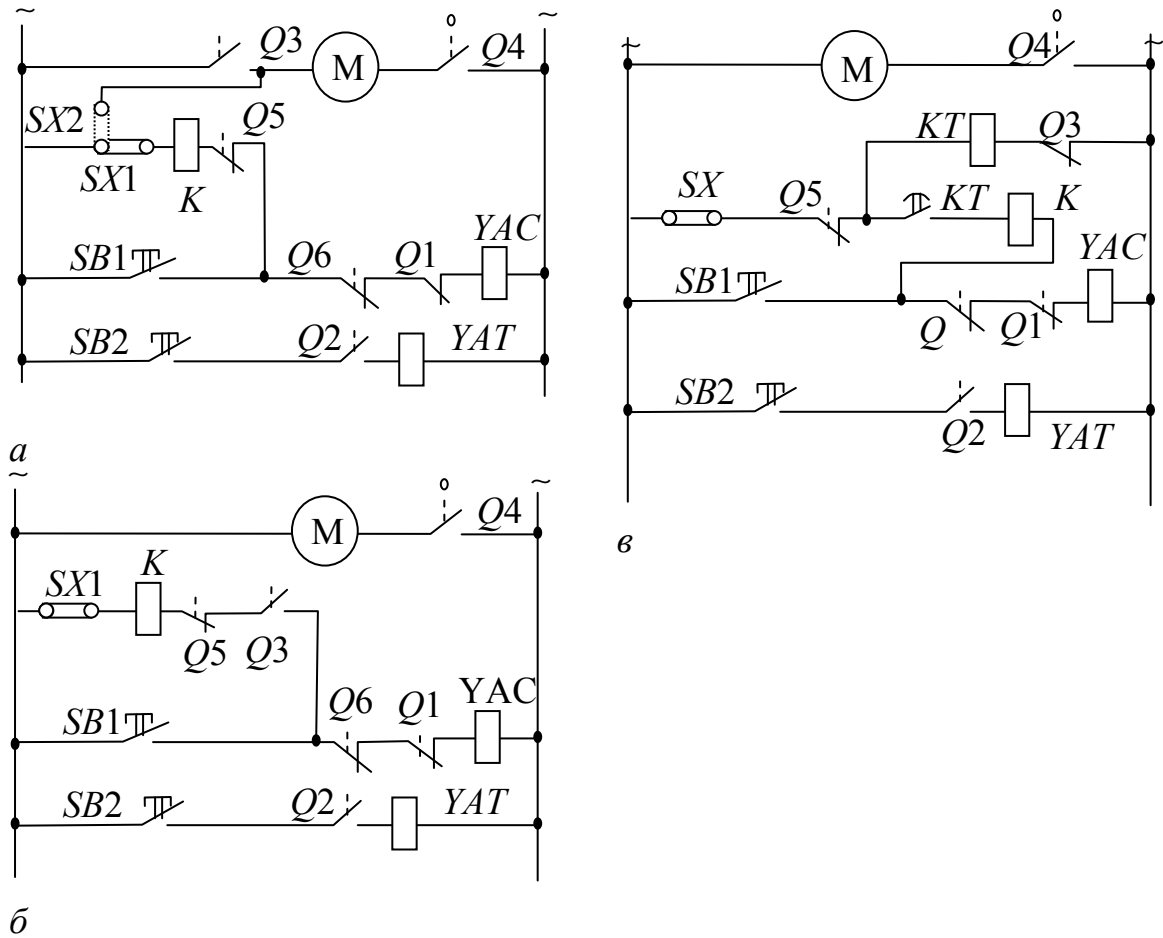


Рис. 5.1 Схемы устройств АПВ на переменном оперативном токе выключателей с грузовыми и пружинными приводами

На схеме рис. 5.1, *а* все вспомогательные контакты показаны в положении, соответствующем отключенному выключателю и полностью заведенной включающей пружине. Натяжение пружины осуществляется электродвигателем  $M$ , в течение времени его работы контакт  $Q.6$  готовности привода остается разомкнутым, не допуская включения выключателя при не полностью натянутой пружине. При окончании натяжения пружины контакт  $Q.6$  замыкается, а конечный выключатель – контакт  $Q.4$  – размыкает цепь электродвигателя  $M$ . Операции включения и отключения осуществляются кнопочными выключателями  $SB1$  и  $SB2$ . Для выполнения АПВ мгновенного действия параллельно контакту выключателя  $SB1$  включается аварийный вспомогательный контакт  $Q.5$ , создающий цепь несоответствия и обеспечивающий автоматическое повторное включение выключателя только при его отключении ре-



лейной защитой. Последовательно с контактом  $Q.5$  включены указательное реле  $KH$  и накладка  $SX$ . В цепь электродвигателя дополнительно включается замыкающий контакт выключателя  $Q.3$ , обеспечивающий завод включающих пружин только при включенном положении выключателя.

При успешном АПВ выключатель остается включенным, пружины заводятся и привод приходит в состояние готовности через время  $t_{г.п} = 6...15$  с. В случае неуспешного АПВ выключатель отключается. При этом однократность действия УАПВ можно обеспечить, если время включенного состояния выключателя меньше времени, необходимого для завода включающих пружин, т. е. наибольшая выдержка времени релейной защиты должна быть меньше указанного минимального времени подготовки привода к включению.

Накладка  $SX$  имеет два положения: в положении  $SX2$  привод подготавливается к действию при отключенном выключателе, а после включения выключателя контактом кнопочного выключателя  $SB1$  накладку вновь переводится в положение  $SX1$ . Во включенном положении выключателя двигатель заводит пружины и УАПВ снова готово к действию. Недостаток схемы – ручная операция с накладкой  $SX$ .

Схему УАПВ можно сделать более универсальной, если последовательно с аварийным вспомогательным контактом  $Q.5$  включить импульсный замыкающий вспомогательный контакт  $Q.3$  выключателя (рис. 5.1, б), исключив вспомогательный контакт из цепи электродвигателя. Благодаря этому ЭД может заводить пружины при любом положении выключателя, и необходимость в переключении накладки отпадает при неуспешном АПВ. Наличие в схеме импульсного замыкающего контакта  $Q.3$  обеспечивает однократность действия УАПВ. Мгновенно действующие УАПВ с импульсным замыкающим контактом выполняют на выключателях с приводом ПП–67, у которого имеется такой контакт.

Короткие замыкания не всегда успевают самоустраниться при мгновенно действующих УАПВ, так как время бестоковой паузы мало (около 0,2...0,3 с). УАПВ с выдержкой времени исключает этот недостаток. На рис. 5.1, в приведена схема с реле времени  $KT$  с импульсным замыкающим контактом  $KT$ . Реле времени запускается при отключении выключателя и замыкании вспомогательного контакта  $Q.3$ . Для обеспечения однократности действия УАПВ минимальное время подготовки привода к включению ( $t_{г.п}$ ) должно быть больше, чем наибольшая выдержка времени релейной защиты и время действия АПВ, вместе взятые. С работой устройств АПВ на выпрямленном оперативном токе можно ознакомиться по [1, 7, 23].

### 5.3. Особенности устройств АПВ линий с двухсторонним питанием

На линиях с двухсторонним питанием при установке АПВ необходимо учитывать, что для восстановления работоспособности поврежденной линии требуется ее отключение и включение с двух сторон. Поэтому УАПВ необходимо устанавливать на выключателях обоих концов линии. При этом необходимо учитывать возможность несинхронного включения и в ряде случаев принимать специальные меры, чтобы не допустить такое включение. Устройство АПВ дополняется реле, контролирующего наличие напряжения на линии, и реле контроля синхронизма. Такие УАПВ называются УАПВ с контролем синхронизма.

Иногда можно применять АПВ без контроля синхронизма, что допустимо в следующих случаях:

а) при наличии большого числа параллельных связей и отключение одной из линий не приводит к нарушению синхронизма, в этом случае применяют обычные УАПВ;

б) если имеется быстродействующая защита и быстродействующие выключатели, позволяющие обеспечить время цикла (отключение – включение) не более  $t_{АПВ1} = 0,25...0,5$  с, за это время векторы электродвижущей силы (ЭДС) разделившихся ИП не успевают разойтись на значительный угол, УАПВ с таким временем действия называются быстродействующими;

в) если включение на несинхронную работу при любых углах между ЭДС разделившихся ИП не представляет опасность для оборудования и обеспечивается быстрое восстановление синхронизма, такое УАПВ называется несинхронным.

В системах с глухозаземленной нейтралью наряду с трехфазными применяется однофазное АПВ (ОАПВ), которое имеет некоторые преимущества перед ТАПВ, хотя они и сложнее и требуют пофазного управления выключателями. Особенности УАПВ линий с двухсторонним питанием рассматриваются в рекомендуемых источниках [1, 7, 22].

### 5.4. Требования к устройствам АВР, принципы их выполнения и расчет параметров

**Требования к устройствам АВР.** В системах ЭСПП при наличии двух и более ИП часто целесообразнее работать по разомкнутой схеме. Такой режим сети уменьшает значения токов КЗ, упрощает релейную защиту, уменьшает потери электроэнергии и т. п. Однако при этом на-

дежность электроснабжения в разомкнутых сетях ниже, чем в замкнутых. Повысить надежность возможно, применив устройства АВР.

Применяемые схемы УАВР должны удовлетворять следующим требованиям

1. Находиться в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей по любой причине и наличии  $U_n$  на другом, резервном ИП, признаком прекращения питания является исчезновение напряжения на шинах, поэтому воздействующей величиной УАВР обычно является напряжение. При снижении напряжения до определенного значения УАВР приходит в действие.

2. Иметь минимально возможное время срабатывания  $t_{ABP1}$ , что способствует самозапуску ЭД,  $t_{ABP1min}$  определяется необходимостью исключить включение резервного ИП на КЗ основного ИП, повреждения должны отключаться быстродействующими защитами поврежденных элементов, при выборе выдержки времени необходимо также согласовывать действие УАВР с действием других устройств АВР, расположенных ближе к рабочему ИП.

3. Обладать однократностью действия, чтобы избежать неоднократные включения резервного ИП на устойчивое КЗ основного ИП.

4. Обеспечить вместе с защитой быстрое отключение резервного ИП и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин и тем самым сохранить их нормальную работу, для чего и предусматривается ускорение защиты после АВР.

5. Не допускать опасных несинхронных включений синхронных ЭД и перегрузок оборудования.

**Пусковые органы и выбор параметров УАВР.** В качестве примера рассмотрим УАВР на секционном выключателе схемы сети (см. рис. 5.2, а). В этой схеме шины секционированы; секционный выключатель  $Q.5$  отключен. Каждая секция питается от отдельного источника. Схему УАВР можно выполнить так, что устройство будет действовать на включение секционного выключателя  $Q.5$  при отключении любого из источников питания и исчезновения напряжения на любой секции шин. В этом случае осуществляется взаимное резервирование с помощью УАВР двухстороннего действия. Но прежде чем включить выключатель  $Q.5$ , устройство АВР должно отключить выключатель  $Q.2$  или  $Q.4$ , если он остался включенным при исчезновении напряжения на соответствующей секции шин. Для этой цели в схему УАВР вводят пусковой орган, в котором обычно применяют минимальные реле напряжения. В общем случае УАВР содержит также орган выдержки времени. Если резервируемой является одна из секций, например секция 1, то УАВР включает выключатель только при исчезновении напряжения на этой

секции, предварительно отключив выключатель  $Q_2$ , т. е. осуществляет одностороннее действие. Для удовлетворения основных требований, предъявляемых к УАВР, параметры пускового органа и органа выдержки времени выбирают следующим образом.

**Минимальный пусковой орган напряжения** не должен срабатывать при понижениях напряжения на шинах, например секции 1, до  $U_{\text{ост.кз}}$ , вызванных короткими замыканиями в точках К1–К3 (за элементами с сосредоточенными параметрами). Эти повреждения обычно отключаются защитой с выдержкой времени третьей ступени  $t_{\text{с.з.}}^{\text{III}}$ . Характер изменения напряжения на шинах секции 1 и напряжение срабатывания показаны на рис. 5.2, в.

$$U_{\text{с.р.1}} \leq U_{\text{ост.кз}} / (K_{\text{отс}} \cdot K_V), \quad (5.3)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1, 1, \dots, 1, 2$ .

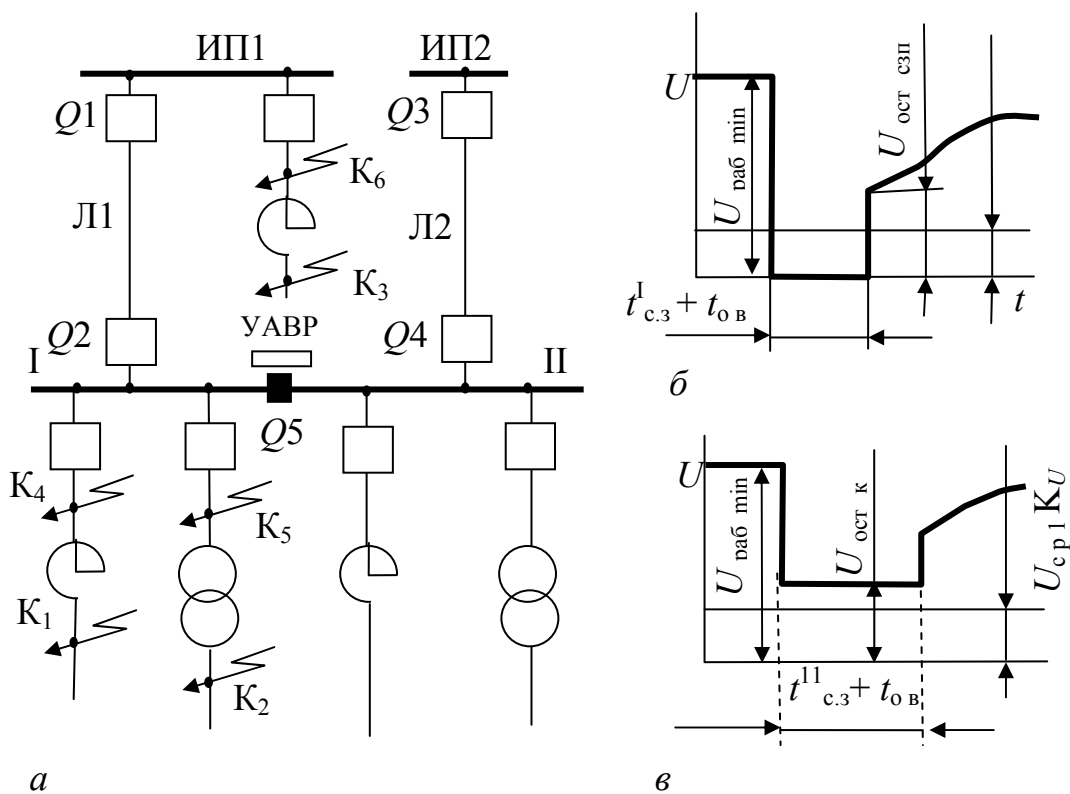


Рис. 5.2. Схема сети с устройством АВР на секционном выключателе (а) и графики изменения напряжения на резервируемой секции шин при КЗ (б, в)

При КЗ в точках К4–К6 устройство АВР тоже не должно срабатывать. В этих случаях напряжение на шинах секции 1 может снизиться практически до нуля (рис. 5.2, б) и минимальные реле напряжения срабатывают. Короткие замыкания в точках К4–К6 ликвидируются быстродействующими защитами с выдержкой времени  $t'_{с.з}$ , а реле напряжения будет находиться в положении после срабатывания в течение времени  $t'_{с.з} + t_{о.в}$ . После отключения поврежденного элемента напряжение на шинах секции 1 начинает восстанавливаться и осуществляется самозапуск электродвигателей. Для того чтобы исключить действия УАВР в этом случае необходимо соответствующим образом выбрать выдержку времени  $t_{АВР1}$  и обеспечить возврат минимальных реле напряжения в исходное состояние при напряжениях, которые не больше значения  $U_{ост.сзп}$ . Это второе условие выбора напряжения срабатывания

$$U_{с.р.1} \leq \frac{U_{ост.сзп}}{K_B \cdot K_{отс} K_u}, \quad (5.4)$$

где  $K_B = 1,25$  – коэффициент возврата.

Принимается меньшее значение напряжения срабатывания, полученное из выражений (5.3) и (5.4). В расчетах часто принимают

$$U_{с.р.1} = (0,25 \dots 0,4) \frac{U_H}{K_u}.$$

Оно обычно удовлетворяет обоим условиям. При этом выдержка времени  $t_{АВР1}$  должна быть больше времени  $t'_{с.з} + t_{о.в}$  (см. рис. 5.2, б). Обычно в расчетах принимают наибольшую выдержку времени защит присоединений, отходящих от шин источника питания ИП 1 и от шин секции 1, т. е.

$$t_{АВР1} \geq t_{с.з.маx} + \Delta t. \quad (5.5)$$

В некоторых схемах УАВР пусковой орган (минимальное реле напряжения) и орган выдержки времени объединены в одном реле. Если на резервируемом элементе системы электроснабжения (например, на линии Л1) имеется устройство АПВ, то время  $t_{АВР1}$  должно согласовываться с временем действия УАПВ  $t_{АПВ1}$  так, чтобы УАВР действовало только после неуспешного действия УАПВ. Для этого время  $t_{АВР1}$ , полученное из выражения (5.5), необходимо увеличить при однократном УАПВ на значение  $t_{АПВ1}$ . Если в системе электроснабжения (рис. 5.2, а), наряду с рассматриваемым устройством АВР, имеется УАВР, расположенное ближе к рабочему источнику питания, то его время действия  $t'_{АВР1}$  выбирается с учетом сказанного, а для рассматриваемого УАВР

должно выполняться дополнительное условие  $t_{\text{АВР1}} \geq t'_{\text{АВР1}} + t_{\text{зап}}$ . Время  $t_{\text{зап}}$  в зависимости от типов выключателей и реле времени в схемах УАВР принимается 2–3 с.

В условиях эксплуатации случаются перегорания предохранителей или другие неисправности в цепях трансформаторов напряжения. При этом возможны срабатывания минимальных реле напряжения пускового органа. Для предотвращения ложных действий устройства АВР имеется ряд способов, например в пусковом органе используют два минимальных реле напряжения, включенные на разные трансформаторы напряжения. Для этих же целей в пусковом органе вместе с минимальным реле напряжения используют минимальное реле тока, включенное на ток питающей линии Л1 (см. рис. 5.2, а). Такой комбинированный пусковой орган срабатывает лишь тогда, когда вместе с исчезновением напряжения на шинах исчезает ток в линии. Ток срабатывания реле отстраивается от минимального рабочего тока  $I_{\text{раб.min}}$  питающей линии по условию

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{раб.min}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{А}}}, \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,5$ .

В этом случае выдержка времени  $t_{\text{АВР1}}$ , определяемая из условия (5.5), согласуется только с защитой, действующей при КЗ в точке К6. Если к резервируемым шинам подключены синхронные электродвигатели и компенсаторы, то при отключении рабочего источника питания на шинах в течение некоторого времени поддерживается остаточное напряжение благодаря разряду электромагнитной энергии, запасенной этими электродвигателями и компенсаторами. Значение этого напряжения снижается постепенно, поэтому минимальное реле напряжения УАВР может подействовать с замедлением, достигающим  $t_{\text{с.р}} = 1$  с и более. Такое замедление нежелательно. Избежать его можно, если вместо минимального реле напряжения использовать реле понижения частоты. Это возможно, так как снижается не только напряжение, но и частота остаточного напряжения, причем время снижения частоты до значения уставки срабатывания, равной 46–47 Гц, обычно не превышает 0,2–0,3 с, т. е. всегда значительно меньше, чем время снижения остаточного напряжения от первоначального значения до уставки срабатывания минимального реле напряжения. Схемы пусковых органов с реле частоты рассмотрены, например, в [5]. Действие устройства АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому в пусковой орган УАВР включают максимальное реле напряже-

ния, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике питания, на шинах секции 1. При минимальном рабочем напряжении  $U_{\text{раб.мин}}$  реле должно находиться в состоянии после срабатывания, разрешая действие пускового органа УАВР. Это обеспечивается выбором его напряжения по условию

$$U_{\text{с.р.2}} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{K_{\text{В}} \cdot K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{и}}}, \quad (5.7)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,5 \dots 1,7$  – коэффициент отстройки;  $K_{\text{В}} = 0,8$  – коэффициент возврата.

В расчетах обычно принимают  $U_{\text{с.р.2}} = (0,65 \dots 0,7) (U_{\text{н}}/K_{\text{в}})$ . Требование однократности действия УАВР удовлетворяется, если принять продолжительность воздействия на включение выключателя  $Q.5$  (рис. 5.2, а)

$$t_{\text{АВР2}} = t_{\text{в.в}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{в.в}}$  – время включения выключателя  $Q.5$ ;  $t_{\text{зап}} = 0,3 \dots 0,5$  с.

Включенный от УАВР выключатель должен иметь защиту, действующую с ускорением после АВР. В этом случае, если при действии УАВР резервный источник питания перегружается и не обеспечивает самозапуск электродвигателей, следует отключить часть нагрузки, например минимальной защитой напряжения.

## 5.5. Схемы устройств автоматического включения резерва

Устройства АВР на переменном оперативном токе обычно применяются в установках с выключателями, оборудованными грузовыми или пружинными приводами, имеющими различные вспомогательные контакты, о назначении и условном обозначении которых рассказано выше (см. раздел 5.2).

На рис. 5.3, а показана подстанция, получающая питание от рабочего источника. Выключатель  $Q.1$  включен, а выключатель  $Q.2$  резервного источника отключен. В качестве пускового органа УАВР применено вторичное реле напряжения  $KVT$  прямого действия  $PNB$  (см. рис. 5.3, б). Оно срабатывает при исчезновении напряжения на шинах подстанции и отключает выключатель  $Q.1$  с заданной выдержкой времени. При этом вспомогательный контакт выключателя  $Q.1.1$  замыкает цепь электромагнита включения  $YAC2$  выключателя  $Q.2$ , который включается лишь при наличии напряжения от резервного ИП, электромагнит подключается к  $TV2$  (см. рис. 5.3, в).

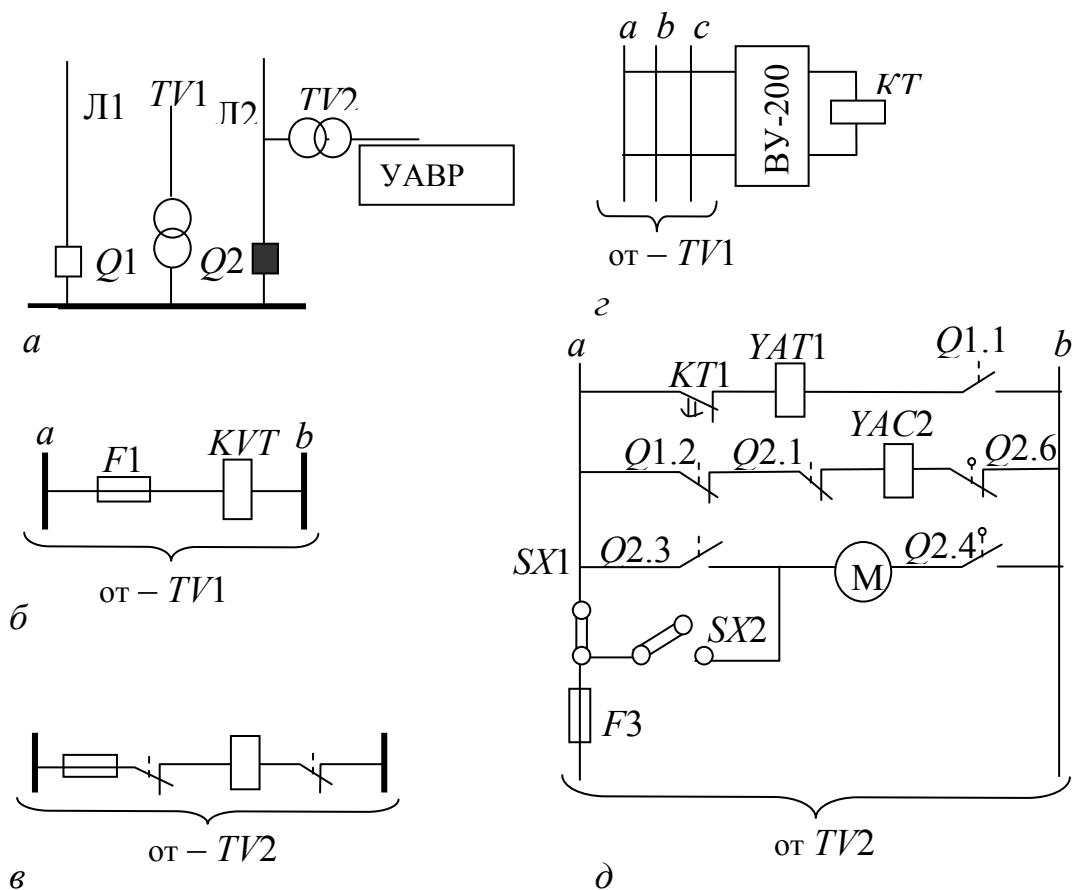


Рис. 5.3. Схемы сети и устройства АВР выключателей с пружинными или грузовыми приводами

В качестве пускового органа УАВР используют вторичное реле времени  $KT$  косвенного действия типа ЭВ-235К, подключив его к трансформатору напряжения  $TV1$  через выпрямитель ВУ-200 (см. рис. 5.3, г). Реле  $KT$  срабатывает при исчезновении напряжения на шинах подстанции и с заданной выдержкой времени замыкает цепь электромагнита отключения  $YAT1$  выключателя  $Q.1$  (см. рис. 5.3, д).

Отключение выключателя сопровождается размыканием его вспомогательного контакта  $Q.1.1$  и замыканием вспомогательного контакта  $Q.1.2$  в цепи электромагнита включения  $YAC2$  выключателя  $Q.2$ . Выключатель включается лишь при наличии напряжения на резервном источнике и готовности привода к действию (вспомогательный контакт  $Q.2.6$  замкнут). Вспомогательный контакт  $Q.2.3$  исключает многократность действия устройства АВР при включении выключателя  $Q2$  на устойчивое короткое замыкание. Если выключатель отключается после включения устройством АВР, то пружина электродвигателя «М» не заводится, так как его цепь разомкнута вспомогательным контактом  $Q2.3$ .



Для подготовки привода к действию накладку  $SX1$  снимают (выводят из действия АВР), а накладкой  $SX2$  замыкают цепь электродвигателя, который, начиная работать, заводит пружину до тех пор, пока его цепь не разомкнется вспомогательным контактом  $Q2.4$ . После завода накладки возвращают в прежнее положение. Если на резервной линии отсутствует трансформатор напряжения  $TV2$ , то схему АВР можно выполнить с использованием предварительно заряженных конденсаторов.

Устройства АВР на постоянном оперативном токе применяют в установках, имеющих выключатели с электромагнитными приводами, электромагниты отключения и тем более электромагниты включения которых потребляют сравнительно большие мощности. При этом схемы релейной защиты и схемы автоматики выполняют на постоянном или выпрямленном оперативном токе с использованием блоков питания и мощных выпрямительных устройств (рис. 5.4).

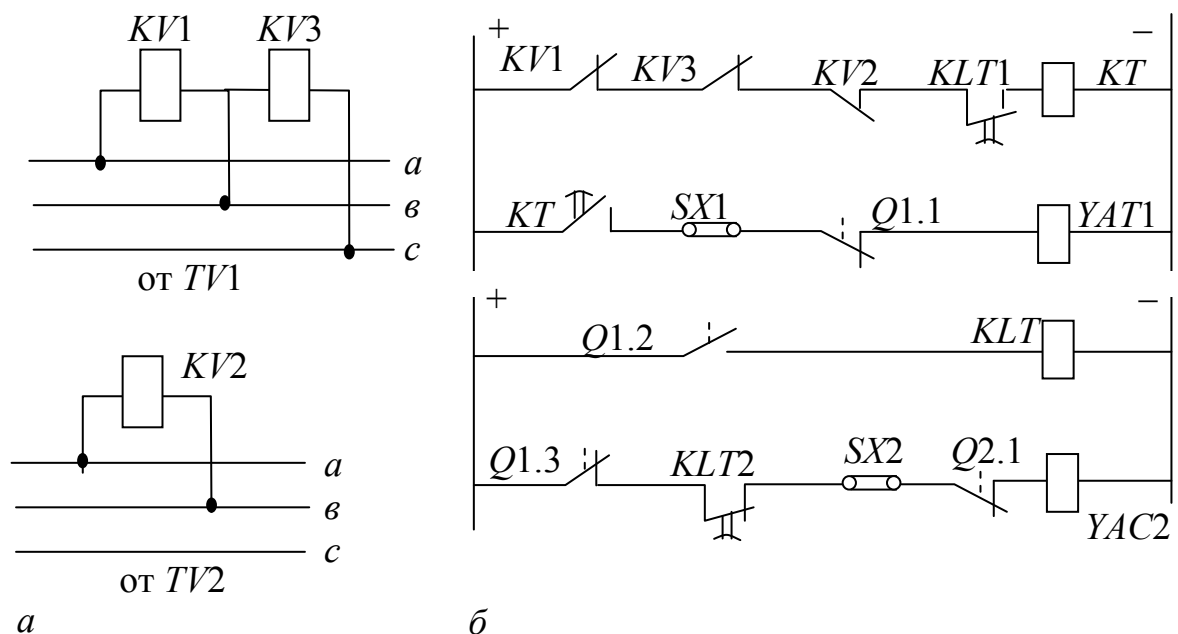


Рис. 5.4. Схема УАВР выключателей с электромагнитными приводами

Пусковой орган УАВР содержит минимальные реле напряжения  $KV1$ ,  $KV3$  и максимальное реле напряжения  $KV2$  (рис. 5.4, а). Выдержку времени  $t_{ABP1}$  создает реле времени  $KT$  (рис. 5.4, б). Однократность действия обеспечивается промежуточным реле  $KLT$ , имеющим при возврате выдержку времени  $t_{ABP2}$ . В нормальном режиме выключатель  $Q1$  включен, а выключатель  $Q2$  отключен. На шинах и на линии Л2 имеется напряжение (см. рис. 5.3, а). Контакты минимальных реле напряжения  $KV1$  и  $KV3$  разомкнуты, а контакт максимального реле напряжения

*KV2* замкнут. Вспомогательные контакты *Q1.1* и *Q1.2* выключателя *Q1* замкнуты, а вспомогательный контакт *Q1.3* разомкнут. При этом реле *KLT* находится в возбужденном состоянии и его контакты *KLT1* и *KLT2* замкнуты. Вспомогательный контакт выключателя *Q2.1* замкнут, цепь электромагнита включения *YAC2* подготовлена.

Устройство АВР действует следующим образом. При исчезновении напряжения на шинах подстанции срабатывают реле *KV1* и *KV3*, их контакты в цепи реле времени *KT* замыкаются. Если на Л2 имеется напряжение, то реле *KV2* находится в состоянии после срабатывания, его контакт замкнут. Реле времени приходит в действие и по истечении времени  $t_{\text{ABP1}}$  замыкает контакт в цепи электромагнита отключения *YAT1*, выключатель отключается. При этом его вспомогательные контакты *Q1.1* и *Q1.2* размыкаются, а *Q1.3* в цепи электромагнита включения *YAC2* замыкается, производя включение выключателя *Q2*. Если включение происходит на поврежденные шины, то защита выключателя (на схеме отсутствует) с ускорением после действия УАВР отключает его. Повторного включения не последует, так как к этому времени реле *KLT* размыкает свои контакты *KLT.1* и *KLT.2*.

## **6. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТОВ ПОДСТАНЦИЙ**

На оборудовании подстанций и специальных электроустановках предприятий используются рассмотренные выше защиты с учетом специфики их функционирования, поскольку работа трансформаторов, электродвигателей и других электроустановок более сложная, сопровождающаяся значительным возрастанием тока и изменением напряжения в режимах, отличающихся от нормального. Для надежного функционирования релейной защиты и автоматики этих элементов системы ЭСПП приходится усложнять их схемы, используя различные блокировки, при расчетах параметров защит учитывать дополнительные условия, связанные с различными режимами их работы.

### **6.1. Защита и автоматика трансформаторов подстанций**

В процессе эксплуатации возможны повреждения в трансформаторах и на их соединениях с коммутационными аппаратами. Могут быть также опасные ненормальные режимы работы, связанные с повреждениями трансформатора или его соединений. В связи с этим возникает необходимость установки на трансформаторах защитных устройств.

### 6.1.1. Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов

*Опасными видами повреждений* являются многофазные и однофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, а также «пожар стали» магнитопровода. Однофазные повреждения бывают двух видов: на землю и между витками обмотки (витковые замыкания). Наиболее вероятны многофазные и однофазные КЗ на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках. Защита от КЗ выполняется с действием на отключение поврежденного трансформатора, и ее, как правило, выполняют быстродействующей.

Однофазное замыкание на землю в трансформаторах является коротким замыканием в сетях с большими токами замыкания на землю. В этом случае защита действует на отключение трансформатора. В сетях с нейтралями, изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы, защита от однофазных замыканий на землю с действием на отключение устанавливается на трансформаторе при наличии такой защиты в сети, в других случаях она действует на сигнал.

При витковых замыканиях в обмотках, «пожарах стали» магнитопровода в маслонаполненных трансформаторах используется газовая защита. Электрическая дуга возникает и при многофазных КЗ в обмотках, и в этом случае действует газовая защита. Поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений трансформатора.

*Ненормальные режимы работы* трансформаторов обусловлены внешними КЗ и перегрузками. В обмотках трансформатора появляются сверхтоки, особенно опасные при внешних КЗ, вызывающие интенсивный нагрев изоляции обмоток и возможность ее повреждения. При этом виде КЗ понижается напряжение сети. Поэтому на трансформаторе предусматривается защита, отключающая его при сверхтоках, обусловленных не отключившимся внешним КЗ.

Перегрузка трансформатора менее опасна, так как она относительно невелика и допустима в течение времени, достаточного для принятия оперативным персоналом мер по разгрузке. Так, по нормам перегрузка при  $I_{пер} = 1,6 \cdot I_{н.тр}$  допускается в течение 45 мин. Поэтому защита трансформатора от перегрузки при наличии дежурного персонала выполняется с действием на сигнал, при отсутствии дежурного персонала защита действует на разгрузку или отключение.

Ненормальным режимом работы трансформатора является также недопустимое понижение уровня масла, например, вследствие повреж-

дения бака, резкого перепада окружающей температуры.

Для защиты трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов в соответствии с ПУЭ [17] должны быть предусмотрены следующие типы релейной защиты:

- от повреждений внутри бака, сопровождающихся выделением газа и понижением уровня масла, – газовая защита с действием на сигнал и отключение для трансформаторов мощностью 6300 кВА и более; для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВА и более; для трансформаторов мощностью 1000...4000 кВА, если отсутствует быстродействующая защита;

- от повреждений на выводах и внутренних повреждениях – токовая отсечка или продольная дифференциальная токовая защита; на трансформаторах мощностью  $\geq 6300$  кВА;

- продольная дифференциальная защита, на трансформаторах большей мощности;

- токовая отсечка. Если токовая отсечка не проходит по условиям чувствительности, то дифференциальная защита может быть установлена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1000 кВА.

От токов внешних КЗ должны быть установлены следующие защиты с действием от отключение:

- максимальная токовая защита для трансформаторов мощностью до 1000 кВА;

- максимальная токовая защита или максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или токовая защита обратной последовательности для трансформаторов мощностью  $\geq 1000$  кВА;

- дистанционная защита на понижающих автотрансформаторах с  $U_n \geq 220$  кВ, если это необходимо по условиям дальнего резервирования.

От возможной перегрузки на трансформаторах мощность  $\geq 400$  кВА следует предусмотреть максимальную токовую защиту с действием на сигнал или на разгрузку и на отключение.

От токов внешних замыканий на землю при глухозаземленной нейтрали для трансформаторов мощностью  $\geq 1000$  кВА устанавливается максимальная токовая защита нулевой последовательности, если это необходимо по условиям дальнего резервирования.

Ниже рассмотрено большинство указанных защит трансформаторов.

## 6.2. Газовая защита трансформаторов

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения, что позволяет выполнить защиту с действием на сигнал или отключение.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле *KSG*, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем (см. рис. 6.1, *a*).

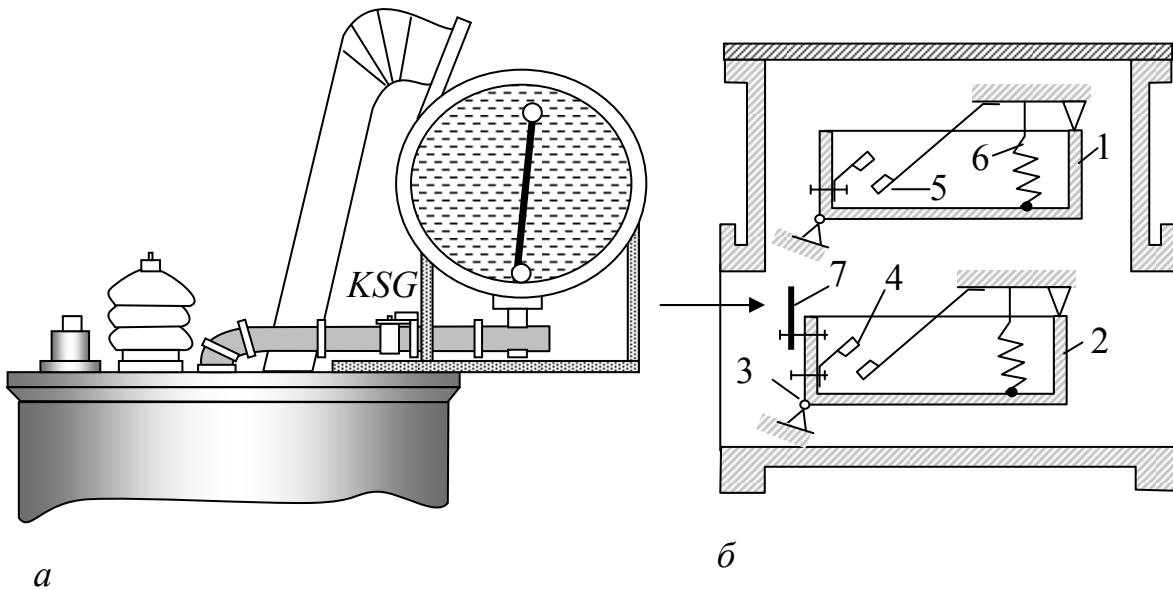


Рис. 6.1. Газовое реле защиты трансформатора

Ранее выпускались поплавковые газовые реле *ПГ-22*. Более совершенное реле *РГЧЗ-6* с чашкообразными элементами 1 и 2 (см. рис. 6.1, *б*). Элементы в виде плоскодонных алюминиевых чашек вращаются вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. При опускании чашек подвижные контакты 4 замыкаются с неподвижными 5. Нормальное положение контактов (наличие масла в камере реле) изображено на рисунке. Понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка, и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока имеется лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивает и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора, если скорость движения масла и газов достигает определенного значения, установленного на реле. Предусмотрено три уставки срабатывания отключающего элемента

по скорости потока масла: 0,6; 0,9; 1,2 м/с. При этом время срабатывания реле составляет  $t_{c.p} \geq 0,05 \dots 0,5$  с. Уставка по скорости потока масла определяется мощностью и характером охлаждения трансформатора.

Некоторые подробности о монтаже газовой защиты в [1].

Действие газовой защиты на отключение выполняется с самоудерживанием, чтобы обеспечить отключение трансформатора в случае кратковременного замыкания или вибрации нижнего контакта газового реле, обусловленных толчками потока масла при бурном газообразовании. В схеме защиты на переменном оперативном токе (см. рис. 6.2)

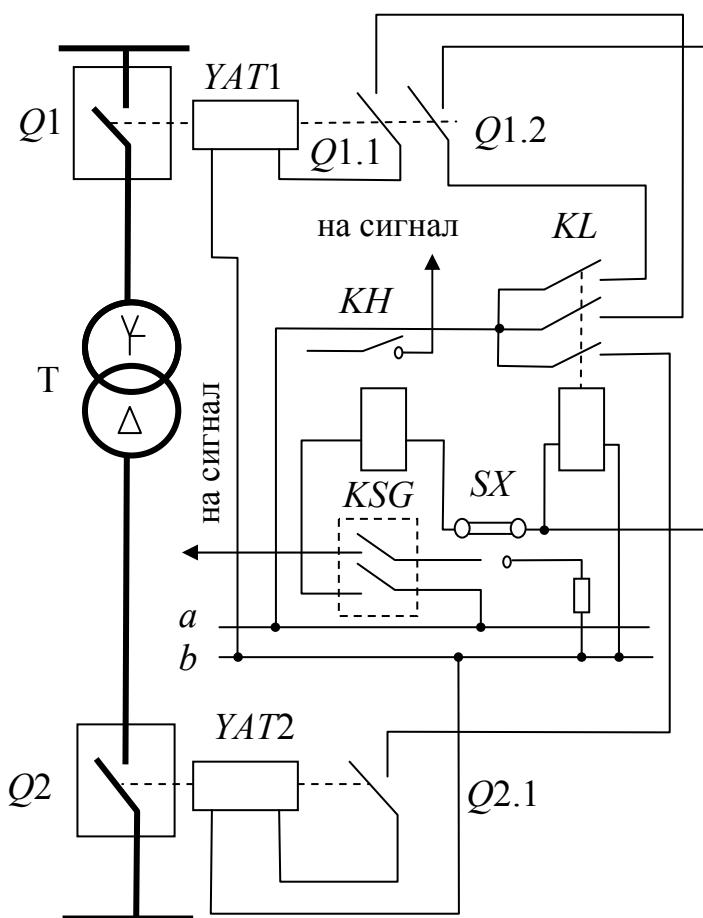


Рис. 6.2. Принципиальная схема газовой защиты трансформатора на переменном оперативном токе

самоудержание достигается путем шунтирования нижнего контакта газового реле *KSG* верхним замыкающим контактом *KL*. Самоудержание автоматически снимается после разрыва цепи отключения вспомогательным контактом *Q1.2* выключателя *Q1*.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения и способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. К недостаткам газовой защиты следует отнести нереагирование ее на повреждения вне бака (между выключателями и трансформатором). Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, например, при доливке масла. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Следует отметить, что начальная стадия витковых замыканий может не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В этом случае газовая защита не действует со всеми вытекающими отсюда последствиями. Во избежание этого может применяться дополнительная защита, основанная на изменении пространственного распределения поля рассеяния обмоток.

Газовая защита обязательна для маслонаполненных трансформаторов мощностью  $S_{н.тр} \geq 6300$  кВА. Допускается устанавливать газовую защиту и на трансформаторах меньшей мощности. Для внутрицеховых подстанций газовую защиту следует устанавливать на понижающих трансформаторах практически любой мощности, допускающих это по конструкции, независимо от наличия другой быстродействующей защиты.

### **6.3. Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий**

В зону действия газовой защиты не попадают выводы трансформатора и его соединения с выключателями, поэтому для отключения трансформатора при этих повреждениях на трансформаторах мощность менее 6,3 МВ·А предусматривается токовая защита от многофазных КЗ. Она содержит обычно две ступени: первая – токовая отсечка без выдержки времени, вторая – максимальная токовая защита (третья ступень токовых защит). В ряде случаев она дополняется защитой от однофазных КЗ на выводах низшего напряжения трансформатора, питающего четырехпроводную сеть напряжением 0,4–0,23 кВ.

#### **6.3.1. Токовая защита со ступенчатой характеристикой выдержки времени от многофазных КЗ**

Защита устанавливается со стороны ИП непосредственно у выключателя, при этом в зону действия защиты входят трансформатор и его соединения с выключателями. Срабатывая, защита действует на от-

ключение выключателей. Она может быть выполнена посредством реле прямого или косвенного действия на переменном и постоянном оперативном токе. Схема соединения ТА и реле выбирается в соответствии с указаниями, приведенными выше (раздел 2.2), с учетом действия защиты при всех возможных видах КЗ.

**Селективность отсечки** обеспечивается выбором ее тока по выражению  $I'_{с.з} = K'_{над} \cdot I_{кз.вн.мах}^{(3)}$ . Максимальный ток внешнего КЗ  $I_{кз.вн.мах}^{(3)}$  определяется при повреждении на шинах низкого напряжения в точке К1 (рис. 6.3, а).  $K'_{над} = 1,2 \dots 2,0$ , при этом отсечка без выдержки времени оказывается отстроеной от броска тока намагничивания ( $I_{кз.вн.мах}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в месте установки защиты при КЗ на шинах низшего напряжения, точка К1).

При КЗ в точке К2 (рис. 6.3, а) со стороны ИП ток повреждения значительно превышает ток КЗ в точке К1, что дает возможность использовать токовую отсечку без выдержки времени в качестве защиты трансформаторов, причем она обычно обладает достаточной чувствительностью к КЗ со стороны ИП ( $K_{ч} \geq 2,0$ ). Недостаток этой защиты – неполная защита трансформатора, в ее зону действия входит только часть обмотки. Защита не реагирует на КЗ на выводах и в соединениях с выключателем со стороны низшего напряжения (точка К3).

Для устранения указанного недостатка токовая отсечка без выдержки времени дополняется максимальной токовой защитой, полностью защищающая трансформатор, и является его защитой от сверхтоков внешних КЗ. Получается защита со ступенчатой характеристикой выдержки времени без второй ступени. Схемы токовых защит рассмотрены выше (см. раздел 2).

Защита трансформатора действует на отключение выключателя Q1 со стороны высшего напряжения (ИП). Его вспомогательный контакт Q1.1 управляет цепью электромагнита YAT2 отключения выключателя Q2, как показано на рис. 6.3, а. Параметры максимальной токовой защиты выбирают в соответствии с изложенным выше: выдержка времени – на ступень  $\Delta t$  больше максимальной выдержки времени  $t_{эл.мах}$  защит предыдущих элементов, а ток срабатывания – из условия предотвращения срабатывания защиты при перегрузке по выражению (2.7). При этом  $K_{ч} \geq 1,5$  при КЗ на низшей стороне трансформатора и  $K_{ч} \geq 1,2$  при КЗ в конце линий, отходящих от шин низшего напряжения. Чувствительность защиты определяется при металлическом двухфазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы системы.



На параллельно работающих трансформаторах защита со ступенчатой характеристикой времени сохраняет селективность только при КЗ в зоне первой ступени; селективность действия третьей ступени обеспечивается лишь при наличии на шинах низшего напряжения параллельно работающих трансформаторов секционного выключателя с защитой, имеющей меньшую выдержку времени. Защита не обеспечивает требуемого быстродействия при многофазных повреждениях в обмотке. Эта защиты со ступенчатой характеристикой дополняется газовой защитой.

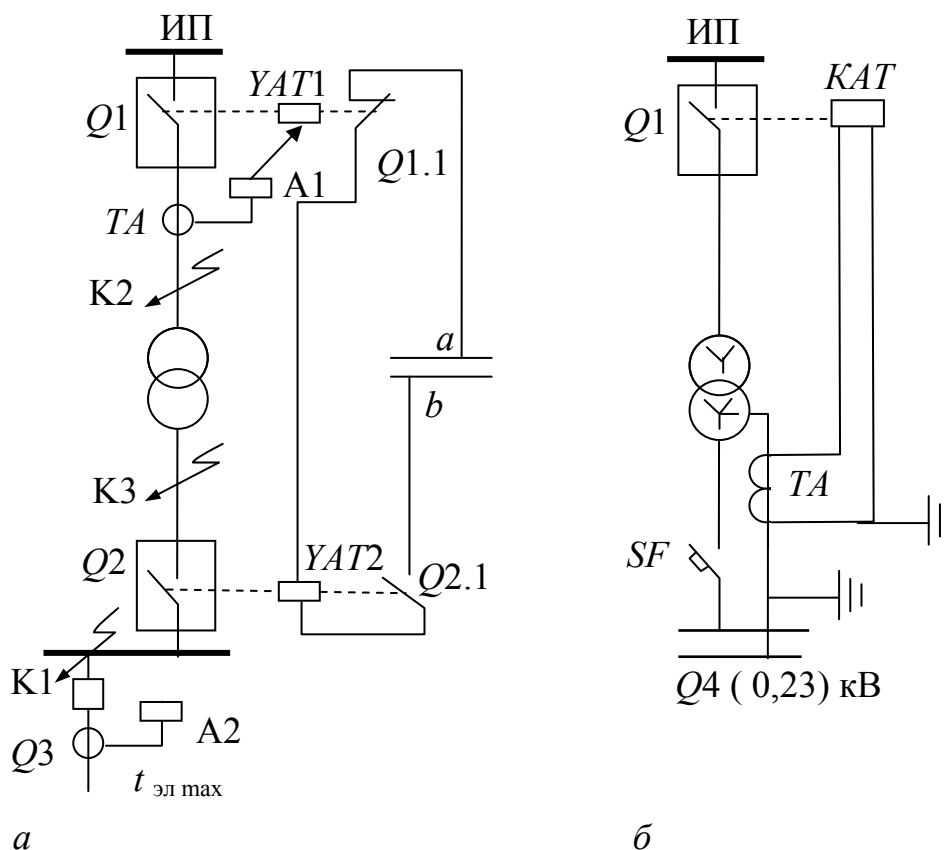


Рис. 6.3. Принципиальные схемы токовых защит трансформатора

На параллельно работающих трансформаторах защита со ступенчатой характеристикой времени сохраняет селективность только при КЗ в зоне первой ступени; селективность действия третьей ступени обеспечивается лишь при наличии на шинах низшего напряжения параллельно работающих трансформаторов секционного выключателя с защитой, имеющей меньшую выдержку времени. Защита не обеспечивает требуемого быстродействия при многофазных повреждениях в обмотке. Эта защиты со ступенчатой характеристикой дополняется газовой защитой.

### 6.3.2. Защита от КЗ на землю

В распределительных сетях системы ЭСПП широко применяются трансформаторы с соединением обмоток  $Y/Y$  (звезда–звезда с заземленной нейтралью) и четырехпроводной системой низшего напряжения 0,4–0,23 кВ. В такой системе однофазные КЗ на землю и замыкание фазы на нулевой провод (рис. 6.3, б; 6.4, а) сопровождаются значительными токами и представляют опасность для трансформатора. Поэтому на понижающих трансформаторах с высшим напряжением до 35 кВ предусматривается действие защиты на отключение при указанных повреждениях на стороне низшего напряжения трансформатора в пределах до шин 0,4 (0,23) кВ. При этом КЗ на отходящих от шин присоединениях должны отключаться защитой этих присоединений.

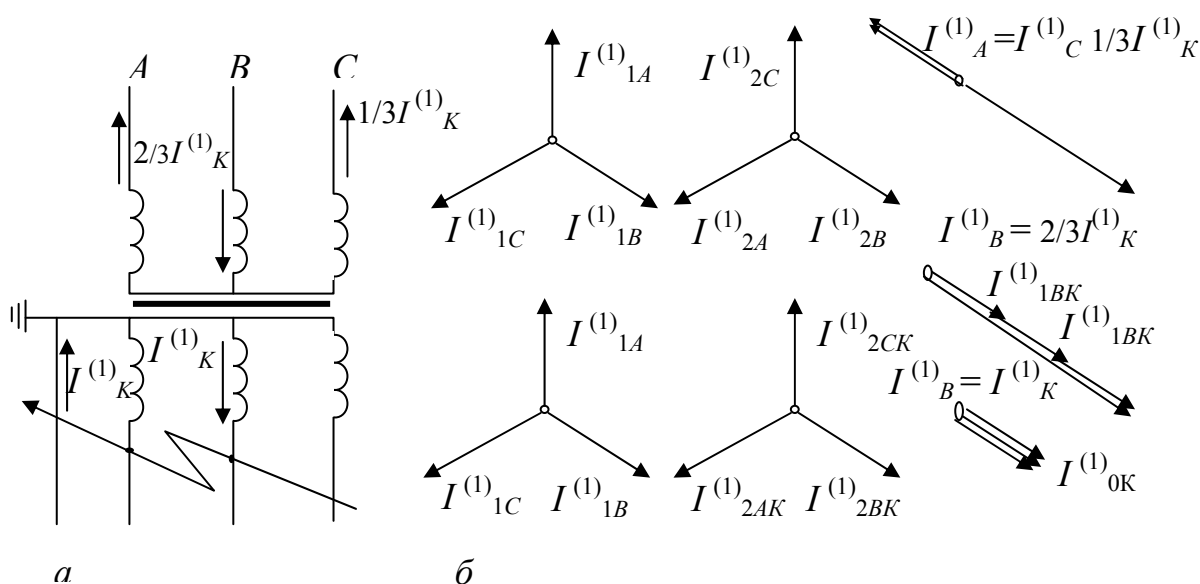


Рис. 6.4. Токи однофазного и двухфазного КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора с соединением обмоток  $Y/Y_0-12$

Мощность рассматриваемых трансформаторов во много раз меньше мощности энергосистемы, поэтому  $I_{КЗ}^{(1)}$  можно определить без учета сопротивления системы:

$$I_{КЗ}^{(1)} = 3 U_{\phi} (X_{1тр} + X_{2тр} + X_{0тр}) , \quad (6.1)$$

где  $X_{1\text{тр}}$ ,  $X_{2\text{тр}}$  и  $X_{0\text{тр}}$  – соответственно, сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности трансформатора, Ом.

Для трансформаторов любой группы соединения обмоток  $X_{1\text{тр}} = X_{2\text{тр}}$ , сопротивление  $X_{0\text{тр}}$  указанной группы для двухобмоточного трансформатора определяется сопротивлением намагничивания  $X_{\text{нмг}}$ , которое значительно больше  $X_{1\text{тр}}$ . Например, для трансформатора мощностью 1000 кВА напряжением 10,5/0,4 кВ  $X_{0\text{тр}} = 9 \cdot X_{1\text{тр}}$ , поэтому ток  $I_{\text{кз}}^{(1)}$  в несколько раз меньше  $I_{\text{кз}}^{(3)}$  и  $I_{\text{кз}}^{(2)}$ , при этом

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = U_{\text{ф}} / X_{1\text{тр}} \quad \text{и} \quad I_{\text{кз}}^{(2)} = \sqrt{3} U_{\text{ф}} / (X_{1\text{тр}} + X_{2\text{тр}}).$$

Обычно ток однофазного к.з. недостаточен для действия токовой защиты со ступенчатой характеристикой выдержки времени, поэтому в ряде случаев применяется специальная токовая защита нулевой последовательности (см. рис. 6.3, б), выполненная, например, посредством вторичного реле *КАТ* прямого действия типа *РТВ*. При нормальной работе ток в реле определяется несимметрией нагрузки и токами 3-й гармонической, имеющей наибольшее значение при подключении к трансформатору газоразрядных ламп.

В двухобмоточном трансформаторе с соединением обмоток *Y/Y* ток в нейтрали не должен превышать 25 % номинального тока обмотки низшего напряжения, а в фазах ток не должен превышать более чем на 5 % его номинальное значение. Поэтому условие для выбора тока срабатывания имеет вид

$$I_{\text{с.р}} = \frac{0,25 \cdot K_{\text{над}} K_{\text{пер}} I_{\text{н.тр}}}{K_{\text{В}} \cdot K_{\text{А}}}, \quad (6.2)$$

где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий перегрузку, согласно ПУЭ  $K_{\text{пер}} = 1,4$ , для масляных трансформаторов,  $K_{\text{над}} = 1,1 \dots 1,2$ .

Выдержка времени защиты согласуется с временем действия защиты на отходящих линиях. Чувствительность защиты проверяется по минимальному значению тока однофазного КЗ на шинах низшего напряжения, чувствительность считается достаточной при  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ . Обычно защита присоединений, отходящих от шин 0,4 кВ, выполняется плавкими предохранителями и автоматическими выключателями с зависимой характеристикой типа *РТВ*, *РТ-80* [1, 7, 21, 22].

Рассмотренная защита должна применяться с учетом вероятности однофазных повреждений на выводах трансформатора напряжением

0,4 кВ и соединениях с шинами 0,4 кВ. Этот вид защиты допускается не применять при расстоянии между трансформатором и распределительным щитом 0,4 кВ до 30 м.

У трансформаторов с соединением обмоток  $\Delta/Y_0$   $X_{0\text{тр}} = X_{1\text{тр}}$ , поэтому токи однофазного и трехфазного КЗ при повреждении у выводов низшего напряжения трансформатора имеют примерно одинаковые значения. В обоих случаях повреждения должны отключаться третьей ступенью токовой защиты.

В приложении 5 приведен пример расчета уставок максимальной токовой защиты, токовой отсечки и токовой защиты нулевой последовательности трансформаторов со схемами соединения обмоток Y/X -12 и  $\Delta/Y$  6(10)/0,4 кВ.

### 6.3.3. Токовая защита нулевой последовательности автотрансформаторов

В трансформаторах с заземляющей нейтралью защита выполняется в виде трех ступеней на реле *PT-40* или *PHT-560*.

Первичный ток срабатывания первой и второй ступеней выбирается из двух условий [13]:

– условия согласования по чувствительности, соответственно, с первой и второй ступенью защит от замыкания на землю смежных ЛЭП:

$$I_{\text{о.с.з}}^{I(II)} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{ток}} I_{\text{о.с.з.пред}}^{I(II)}, \quad (6.3)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,1$  – коэффициент отстройки;  $K_{\text{ток}}$  – коэффициент токораспределения;  $I_{\text{о.с.з.пред}}^{I(II)}$  – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты от замыканий на землю смежной линии;

– условия отстройки от тока утроенной нулевой последовательности при внешних неполнофазных режимах:

$$I_{\text{о.с.з}}^{I(II)} \geq K_{\text{отс}} 3 I_{\text{о.неп}}, \quad (6.4)$$

где  $3 I_{\text{о.неп}}$  – утроенное значение тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты, при длительных внешних неполнофазных режимах.

Из расчетных значений по (6.3) и (6.4) выбирается большее и проверяется по условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе (см. ниже).

Первичный ток срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса в следующих режимах:

– при трехфазных КЗ на стороне низшего напряжения рассматриваемого автотрансформатора и за трансформаторами и автотрансформаторами данной и противоположной подстанций

$$I_{0.c.3}''' \geq K_{отс} \cdot I_{0.нб}, \quad (6.5)$$

где  $K_{отс} = 1,25$  – коэффициент отстройки;  $I_{0.нб} = K_{нб} \cdot I_{рсч}$  – ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ;  $K_{нб} = (0,05...0,1)$  – коэффициент небаланса;  $I_{рсч}$  – расчетный ток в месте установки защиты при внешнем трехфазном КЗ

В послеаварийных нагрузочных режимах

$$I_{0.c.3}''' \geq (I_{0.нб} + 3I_{0.вн.нс})K_{отс} / K_B, \quad (6.6)$$

где  $K_{отс} = 1,25$ ;  $3I_{0.вн.нс}$  – утроенный ток нулевой последовательности, обусловленный внешней несимметрией.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется по выражению

$$K_{ч} = \frac{3I_{0.кз}}{I_{0.c.3}} \geq 1,2. \quad (6.7)$$

Чувствительность первой и второй ступеней проверяется при замыкании на землю на шинах рассматриваемой подстанции, третья ступень проверяется по току замыкания на землю в конце смежных линий.

#### **6.4. Дифференциальные токовые защиты трансформаторов и особенности их выполнения**

##### *Общие положения*

По сравнению с дифференциальной защитой линий, дифференциальная защита трансформатора обладает повышенными погрешностями. При дифференциальной защите линий учитывается одна погрешность, обусловленная различием характеристик намагничивания  $T_{A1}$  и  $T_{AII}$  (см. рис. 6.5). Наряду с этой погрешностью возникают другие (рассмотренные ниже). К тому же возможна неодинаковость схем соединения обмоток силового трансформатора. В большинстве случаев обмотки силовых трансформаторов имеют разные группы соединений. Тогда даже

при равенстве вторичных токов  $TA$  из-за наличия фазового сдвига в реле будет протекать ток небаланса (см. рис. 6.5). Для устранения этого факта  $TA$  на стороне соединения обмоток силового трансформатора в треугольник соединяют в звезду, а на стороне звезды  $TA$  соединяют в треугольник (см. рис. 6.6). При включении трансформатора на холостом ходу и восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ возникают броски тока намагничивания  $I_{\text{нмг}}$ , по величине сопоставимые в некоторых случаях с токами КЗ. Если принять  $I_{\text{с.з}}$  на уровне  $I_{\text{нмг}}$ , то это приведет к загроблению защиты. При введении замедления на действие защиты, приводящее к уменьшению  $I_{\text{нмг}}$  за счет снижения апериодической составляющей  $I_{\text{нмг}}$ , увеличивается время срабатывания защиты. Указанные недостатки в работе дифференциальной защиты трансформаторов устраняются при выполнении ее на реле типа  $RHT-65$ ,  $ДЗТ-11$ ,  $ДЗТ-21$  (реле  $RHT-566$  и  $RHT-556/2$  предназначены для дифференциальной защиты при различных значениях  $I_{2\text{нI}}$  и  $I_{2\text{нII}}$ ).

В типовых решениях принято:

1. На понижающих двухобмоточных трансформаторах с группой соединения обмоток  $Y/\Delta$  дифференциальную защиту выполнять в двухрелейном исполнении.

2. На понижающих и повышающих трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах с группой соединения обмоток  $Y/Y/\Delta$  дифференциальную защиту выполнять в трехрелейном исполнении. Примеры схем включения реле типа  $RHT-565$  и примеры расчета дифференциальной защиты трансформатора на реле типа  $RHT-565$  (без торможения) приведены в прилож. 3 и в [13].

3. Вопрос о выборе вида дифференциальной защиты, а именно: без торможения с реле типа  $RHT-565$  или с торможением на реле типа  $ДЗТ-11$  решается по значению коэффициента чувствительности, который по [17] должен быть  $K_{\text{ч}} \geq 2$ . При его значении меньше двух следует перейти к защите с торможением.

4. ПУЭ допускают применение на трансформаторах мощностью до 25 МВ·А дифференциальной защиты с обычными реле (например,  $РТ-40$ ), отстроенные по  $I_{\text{с.з}}$  от бросков тока намагничивания и переходных значений тока небаланса, если при этом обеспечивается требуемая чувствительность. Достоинством такой защиты, называемой дифференциальной токовой отсечкой, является низкая стоимость и меньшая сложность при наладке, чем у защит с реле типа  $RHT$  и  $ДЗТ$ . Большое значение  $I_{\text{с.з}} = (3-4) I_{\text{н.гр}}$  является главным недостатком этой защиты. Она применяется довольно редко и только в случаях, когда ее  $K_{\text{ч}} \geq 2$ . Практически это возможно, если  $I_{2\text{нI}}$  и  $I_{2\text{нII}}$  отличаются на несколько

процентов и если максимальные и минимальные токи КЗ за трансформатором близки по значению. Пример расчета дифференциальной токовой отсечки приведен в прилож. 4.

Дифференциальный принцип, рассмотренный выше, позволяет выполнить быстродействующую защиту трансформатора, реагирующую на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями. Однако она может быть недостаточно чувствительной при витковых замыканиях и «пожаре стали». Схема защиты приведена на рис. 6.5. Трансформаторы тока  $TAI$  и  $TAP$  устанавливаются вблизи выключателей. Их вторичные обмотки соединяются по схеме продольной дифференциальной защиты с циркулирующими токами. При этом в реле  $KA$ , как и в реле рассмотренных выше дифференциальных защит, при отсутствии повреждения в защищаемой зоне проходит ток небаланса. Однако этот ток обусловлен не только погрешностью  $TAI$  и  $TAP$ , но и рядом дополнительных факторов. Рассмотрим эти факторы.

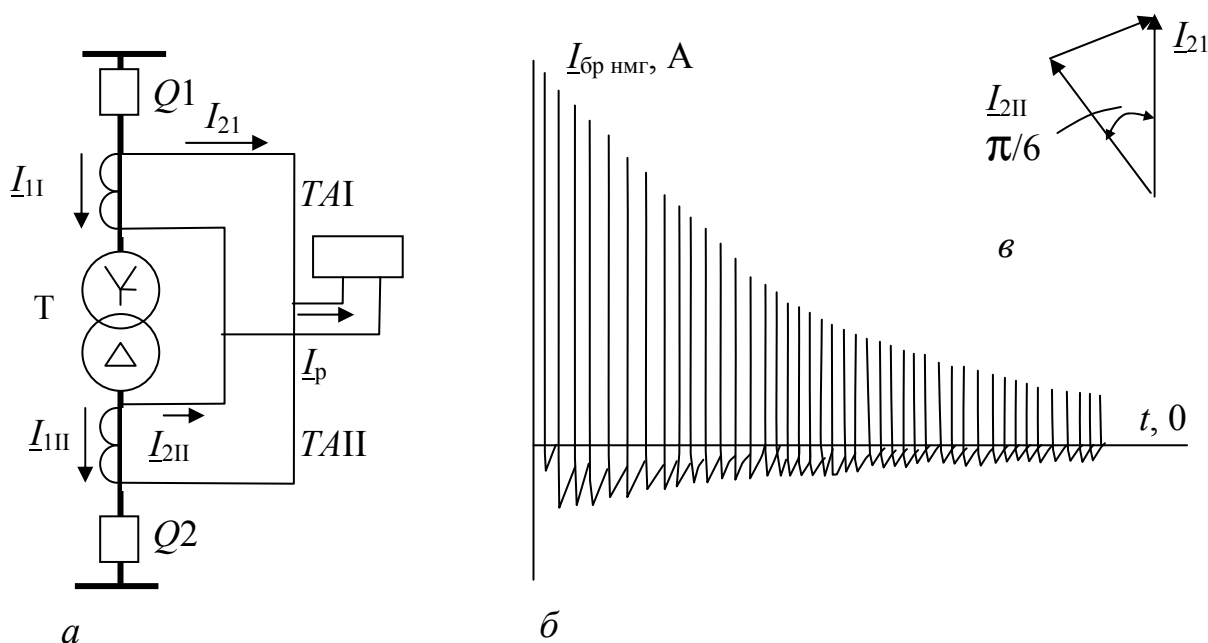


Рис. 6.5. Дифференциальная токовая защита двухобмоточного трансформатора

**Ток намагничивания трансформатора.** У силовых трансформаторов коэффициент трансформации  $n_{тр} = U_{1I}/U_{1II} \neq 1$ , поэтому в защите должны сравниваться токи  $I_{1I}$  и  $I_{1II}/n_{тр}$ . При отсутствии повреждения в зоне защиты ток намагничивания  $I_{нмг} = I_{1I} - I_{1II}/n_{тр}$  обуславливает неравенство сравниваемых токов  $I_{1I}$  и  $I_{1II}$ , поэтому в обмотке реле  $KA$

появляется дополнительная составляющая тока небаланса  $I_{\text{нб.нмг}}$ , которая при нормальной работе и внешних КЗ незначительна и поэтому может не учитываться.

В первый момент включения трансформатора под напряжение и при восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ в обмотке трансформатора со стороны ИП возникает бросок тока намагничивания  $I_{\text{бр.нмг}}$ , максимальные мгновенные значения которого достигают 6–8-кратных значений амплитуды номинального тока трансформатора  $I_{\text{н.тр}} \cdot I_{\text{нмг}}$ , проходя через реле  $КА$ , может вызвать неправильное срабатывание защиты. Осциллограмма тока  $I_{\text{нмг}}$  приведена на рис. 6.5, б. Как видно переходный ток  $I_{\text{нмг}}$  содержит значительные высшие гармонические слагаемые (2-ю, 3-ю), а также значительную апериодическую слагаемую. Время полного затухания переходного тока  $I_{\text{нмг}}$  трансформатора может достигать нескольких секунд. Однако уже по истечении времени  $t = 0,3 \dots 0,5$  с его максимальные мгновенные значения становятся меньше амплитуды номинального тока трансформатора. При выборе тока срабатывания дифференциальной защиты отстройка от тока  $I_{\text{бр.нмг}}$  является первым условием, поскольку другими слагаемыми тока небаланса можно пренебречь из-за их незначительности в сравнении с  $I_{\text{бр.нмг}}$  и считать  $I_{\text{нб.рсч.мах}} = I_{\text{бр.нмг}}$ .

Отстройка защиты от бросков тока намагничивания достигается в основном тремя путями: загрузлением защиты по току срабатывания, включением реле  $КА$  через промежуточные насыщающиеся трансформаторы тока ( $НТА$ ), выявление различия между формой кривой тока КЗ и формой кривой тока  $I_{\text{нмг}}$ . При этом ток срабатывания выбирается исходя из значения тока трансформатора по условию

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{н.тр}}. \quad (6.8)$$

**Схемы соединения обмоток трансформатора.** Так как  $n_{\text{тр}} \neq 1,0$ , то при нормальной работе и перегрузках или внешних КЗ токи  $I_{\text{I}}$  и  $I_{\text{II}}$  на стороне  $U_{\text{I}}$  и  $U_{\text{II}}$  не равны между собой. В трансформаторах с соединением обмоток  $Y/Y-12$  токи отличаются только по абсолютному значению ( $I_{\text{нмг}}$  не учитывается). В случае разного соединения обмоток, например  $Y/\Delta$ , первичные токи обмоток сдвинуты по фазе на соответствующий угол, сдвинуты по фазе, соответственно, и вторичные токи  $I_{2\text{I}}$  и  $I_{2\text{II}}$ . Для группы соединения  $Y/\Delta-11$  угол сдвига фаз –  $\pi/6$  (рис. 6.6, в). Для его устранения необходимо, чтобы сравниваемые вторичные токи независимо от группы соединения трансформатора совпадали по фазе.

При принятых условных положительных направлениях токов (см.



рис. 6.6)

$$\underline{I}_{A\Delta} = \underline{I}_\alpha - \underline{I}_\beta; \quad \underline{I}_{B\Delta} = \underline{I}_\beta - \underline{I}_\gamma; \quad \underline{I}_{C\Delta} = \underline{I}_\gamma - \underline{I}_\alpha.$$

Кроме того,

$$\underline{I}_{AY} = \sqrt{3} \underline{I}_\alpha / K_A; \quad \underline{I}_{BY} = \sqrt{3} \underline{I}_\beta / K_A; \quad \underline{I}_{CY} = \sqrt{3} \underline{I}_\gamma / K_A.$$

Из этих соотношений получается

$$\begin{aligned} \underline{I}_{A\Delta} &= K_A (\underline{I}_{AY} - \underline{I}_{BY}) / \sqrt{3}; \\ \underline{I}_{B\Delta} &= K_A (\underline{I}_{BY} - \underline{I}_{CY}) / \sqrt{3}; \\ \underline{I}_{C\Delta} &= K_A (\underline{I}_{CY} - \underline{I}_{AY}) / \sqrt{3}. \end{aligned} \quad (6.9)$$

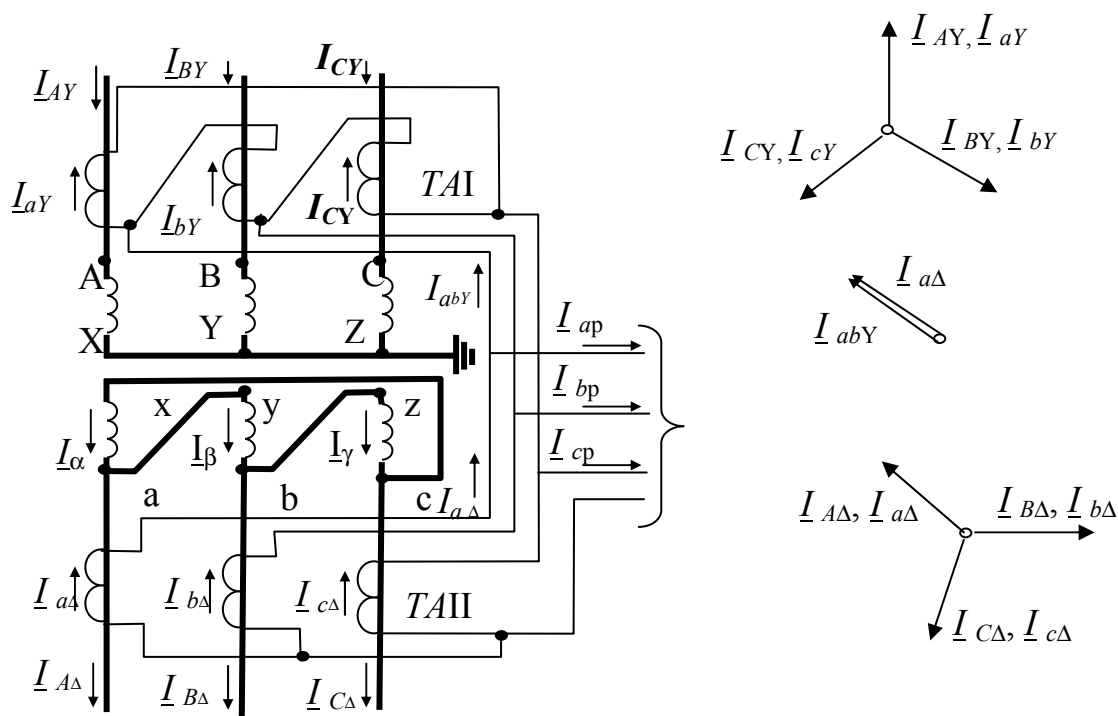


Рис. 6.6. Токораспределение и векторные диаграммы токов в цепях трансформатора и дифференциальной токовой защиты

Из выражения (6.9) следует, что дифференциальная защита трансформаторов с соединением обмоток Y/Δ должна выполняться так, чтобы сравнивались совпадающие по фазе токи:

$$\underline{I}_{A\Delta} \text{ и } (\underline{I}_{AY} - \underline{I}_{BY}); \quad \underline{I}_{B\Delta} \text{ и } (\underline{I}_{BY} - \underline{I}_{CY}); \quad \underline{I}_{C\Delta} \text{ и } (\underline{I}_{CY} - \underline{I}_{AY}).$$

Это достигается путем соединения вторичных обмоток трансфор-

матора тока  $TA1$ , установленных со стороны звезды защищаемого трансформатора, по схеме треугольника, а  $TAII$  со стороны его треугольника – по схеме звезды. В случае заземленной нейтрали (рис. 6.6) по схеме треугольник должны соединяться именно трансформаторы тока  $TA1$  со стороны звезды защищаемого трансформатора. Соединение трансформаторов тока по схеме треугольника со стороны звезды защищаемого трансформатора с заземленной нейтралью исключает проникновение токов нулевой последовательности в цепи циркуляции и в реле и тем самым предотвращает возможность неправильной работы защиты при внешних КЗ на землю.

**Коэффициент трансформации трансформаторов тока.** Номинальные токи защищаемого трансформатора определяются с каждой его стороны по  $S_{н.тр}$  :

$$I_{н.трY} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3}U_{нY}}; \quad I_{н.тр\Delta} = \frac{S_{н.тр}}{\sqrt{3}U_{н\Delta}}.$$

Расчетные коэффициенты трансформации  $TA1$  и  $TAII$  выбираются исходя из равенства абсолютных значений сравниваемых вторичных токов, в данном случае  $I_{a\Delta}$  и  $I_{a\phi Y}$  (рис. 6.6). С учетом коэффициента схемы  $K_{сх}^{(3)}$  и при  $I_{2н} = 5$  А коэффициент трансформации  $K_A = K_{сх}^{(3)} I_{н.тр} / 5$ . При принятых обозначениях первичных номинальных токов коэффициенты трансформации трансформаторов тока равны: для соединения по схеме звезды  $K_{AY} = I_{н.тр} / 5$ ; для соединения по схеме треугольника  $K_{A\Delta} = \sqrt{3} I_{н.тр} / 5$ . Из-за отличия расчетных  $K_A$  от принимаемых по шкале номинальных токов, как ближайшие большие токи в цепях циркуляции, могут быть различными и обуславливают дополнительную составляющую тока небаланса:

$$I_{нб.вр} = (\Delta f_{вр} / 100) I_{кз.внmax}^{(3)} / K_A, \quad (6.10)$$

где  $\Delta f_{вр} = \frac{I_{2I} - I_{2II}}{I_{2I}} 100\%$  – погрешность от неточности выравнивания токов.

При  $\Delta f_{вр} > 5\%$  токи выравниваются автотрансформаторами или уравнительными обмотками реле  $HTA$  (см. ниже раздел 6.5).

**Автоматическое регулирование коэффициента трансформации.** Регулирование коэффициента трансформации защищаемого трансформатора нарушает соотношение между первичными токами  $I_{II}$  и  $I_{III}$ , что приводит к нарушению степени выравнивания токов в цепях

циркуляции, а в реле  $KA$  появляется дополнительная составляющая тока небаланса  $I_{\text{нб.рег}}$ , пропорциональная диапазону изменения напряжения  $\Delta U_{\text{рег}}$  в одну сторону от  $U_{\text{н}}$  :

$$I_{\text{нб.рег}} = (\Delta U_{\text{рег}} / 100) I_{\text{кз.вн.мах}}^{(3)} / K_A. \quad (6.11)$$

**Разнотипность трансформаторов тока**, устанавливаемых со стороны высшего и низшего напряжений, обуславливает различия их характеристик намагничивания и в связи с этим приводит к увеличению составляющей тока небаланса  $I_{\text{нб.пгр}}$ , определяемой полной погрешностью  $TA$   $\varepsilon$  %:

$$I_{\text{нб.пгр}} = (K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{ап}} \cdot \varepsilon / 100) (I_{\text{кз.вн.мах}}^{(3)} / K_A). \quad (6.12)$$

У трехобмоточных трансформаторов, а также у двухобмоточных с расщепленными обмотками не одинаковы кратности тока при внешних КЗ для  $TA1$  и  $TAII$ . Это обуславливает различную степень намагничивания магнитопровода  $TA$  и увеличивает тем самым составляющую  $I_{\text{нб.пгр}}$ . Неидентичность характеристик  $TA1$  и  $TAII$  учитывается коэффициентом однотипности  $K_{\text{одн}}$ , который для дифференциальной защиты трансформатора принимается максимальным,  $K_{\text{одн}} = 1,0$ .

Таким образом, ток небаланса дифференциальной защиты трансформатора при внешних КЗ имеет повышенное значение: в худшем случае все рассмотренные составляющие (6.10)–(6.12) складываются арифметически, образуя при внешнем КЗ максимальный расчетный ток небаланса:

$$I_{\text{нб.рсч.мах}} = I_{\text{нб.пгр}} + I_{\text{нб.рег}} + I_{\text{нб.вр}}. \quad (6.13)$$

При максимальных  $\Delta U_{\text{рег}} = \pm 16$  %,  $\varepsilon = 10$  %,  $\Delta f_{\text{вр}} = 5$  % и  $K_{\text{ап}} = 2,0$ ,  $I_{\text{нб.рсч.мах}} = 0,41 \cdot I_{\text{кз.вн.мах}}^{(3)}$ .

Выражение (6.13) определяет второе условие выбора тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot K_A \cdot I_{\text{нб.рсч.мах}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{нб.рсч.мах}1}. \quad (6.14)$$

$I_{\text{с.з}}$  принимается наибольшим из условий (6.8) и (6.14). Согласно требованиям [17],  $K_{\text{ч}}$ , определяемый при двухфазном КЗ на выводах низшего напряжения трансформатора, должен быть  $K_{\text{ч}} \geq 2,0$ . Допускается его снижение до  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ .

## 6.5. Схемы, выбор параметров и область использования дифференциальных защит трансформаторов

Дифференциальные токовые защиты трансформаторов выполняются в виде: дифференциальной токовой отсечки, дифференциальной токовой защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока, дифференциальной токовой защиты с реле, имеющим торможение.

На рис. 6.7, б приведена полная трехфазная схема соединения ТА, используемая при выполнении любой из указанных защит. Из-за ее сложности на трансформаторах малой и средней мощностей широко применяется упрощенная схема (см. рис. 6.7, а) с меньшим количеством ТА и реле. Эта схема, как и полная трехфазная, обеспечивает выравнивание вторичных токов в цепях циркуляции при нормальной работе и внешних КЗ за трансформатором с соединением обмоток  $Y\Delta-11$ . Ток срабатывания выбирается в соответствии с общими положениями (см. раздел 6.3). Однако упрощение защиты приводит к недостаткам, проявляющимся при некоторых повреждениях в защищаемой зоне [22].

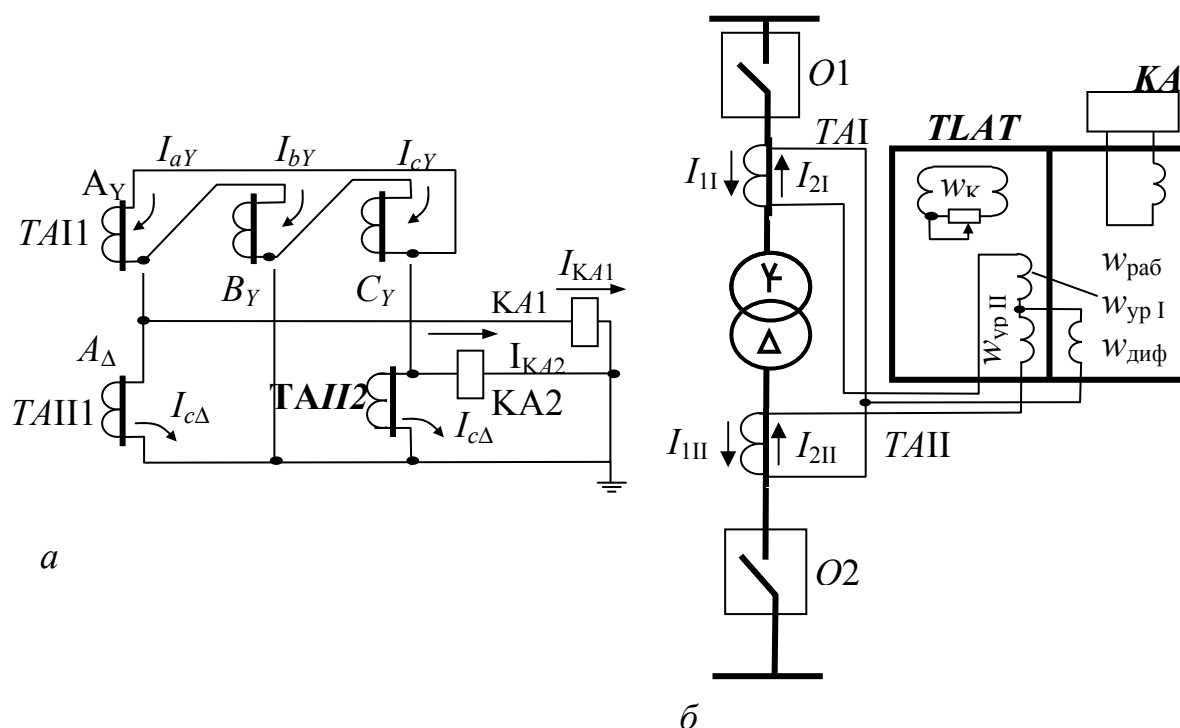


Рис. 6.7. Схема дифференциальной отсечки (а) и дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока (б)

**Дифференциальная токовая отсечка.** Отсечка является наиболее простой из дифференциальных защит трансформаторов. Она выполняется посредством максимальных реле тока  $KA1$  и  $KA2$ , например,  $PT-40$  или  $PTM$  [1, 22], включенных в дифференциальную цепь схемы без каких-либо промежуточных устройств (рис. 6.7, а). При этом отстройка от бросков тока намагничивания достигается выбором тока срабатывания с учетом собственного времени действия реле  $PTM$ , а в схемах реле косвенного действия ( $PT-40$ ) – времени срабатывания реле тока и выходного (промежуточного) реле ( $I_{с.р} = 0,04...0,06$  с). За это время  $I_{нмг}$  успевает снизиться, что позволяет выбирать ток срабатывания защиты не по максимальному значению броска тока, а с учетом его затухания по условию (6.8), принимая  $K_{над} = 3,0...4,5$ . Если  $TA$  выбраны из условия, что  $\varepsilon \leq 10\%$ , то отстройка от броска тока намагничивания обеспечивает также отстройку от максимального тока небаланса при внешних КЗ при условии допустимого различия токов в цепях циркуляции.

Достоинства дифференциальной токовой отсечки – быстродействие и простота, однако из-за большого значения  $I_{с.з}$  дифференциальная токовая отсечка иногда недостаточно чувствительна, поэтому она применяется на трансформаторах относительно небольшой мощности, не более 25 М·ВА. При этом отсечка должна обеспечивать необходимую чувствительность при КЗ на выводах трансформатора.

Пример расчета дифференциальной токовой защиты см. в прилож. 4.

**Дифференциальная токовая защита с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока.** Для выполнения защиты используются реле  $HTA$  типа  $PHT-565$ , см. [1, 22]. Принципиальная схема защиты трансформатора с насыщающимся трансформатором  $TLAT$  в однофазном исполнении приведена на рис. 6.7, б, в прилож. 3 и в [13]. Реле  $PHT-565$  применяются в том случае, если чувствительность дифференциальной токовой отсечки недостаточна или требуются дополнительные устройства для выравнивания токов в схеме с реле косвенного действия, например,  $PT-40$ . При этом дифференциальная токовая отсечка может иметь требуемую чувствительность на двухобмоточных трансформаторах мощностью менее 25 МВ·А.

Расчет параметров защиты с реле типа  $PHT-565$  начинается с предварительного определения тока срабатывания по условию (6.3) отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{с.з} \geq 1,3 I_{н.тр}. \quad (6.15)$$

По условию (6.14) отстройка от максимального первичного тока небаланса с учетом того, что для защиты с *НТА* коэффициент  $K_{ап} = 1,0$ , а составляющая тока небаланса  $\Delta f_{вр}$  в первом приближении не учитывается благодаря соответствующему выбору числа витков уравнительных обмоток *НТА*

$$I_{с.з} \geq 1,3 \left( \frac{\varepsilon + \Delta U_{пер}}{100} \right) I_{кз.вн.мах}^{(3)}. \quad (6.16)$$

Принимается большее из двух полученных значений  $I_{с.з}$  и производится предварительная проверка чувствительности в соответствии с выражением (2.1)

$$K_{ч} = \frac{K_{схN}^{(m)} I_{кз.мин}^{(m)}}{K_{схN}^{(m)} I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (6.17)$$

Таблица 6.1

Значения  $K_{схN}^{(m)}$  и  $K_{схN}^{(3)}$

№ п/п	Вид короткого замыкания	Место КЗ	$\frac{K_{схN}^{(m)}}{K_{схN}^{(3)}}$
1	Трехфазное	На стороне треугольника или звезды	1
2	Двухфазное	На стороне звезды	$2/\sqrt{3}, (1/\sqrt{3})$
		На стороне треугольника	1
3	Однофазное	На стороне звезды	$1/\sqrt{3}$

Таблица составлена исходя из следующего: на стороне звезды силового трансформатора *ТА* соединены в треугольник, а на стороне треугольника – в звезду, значения  $K_{сх}$  даны для трехрелейной схемы, для двухрелейной – в скобках,  $K_{схN}^{(m)}$  – коэффициент схемы, определяется видом повреждения *m*, схемой соединения *ТА* защиты на рассматриваемой стороне *N* и схемой обмоток защищаемого трансформатора.

Расчетным по чувствительности является двухфазное КЗ на стороне низшего напряжения в минимальном режиме работы питающей системы и при максимальном сопротивлении защищаемого трансформатора. Если условие (6.17) обеспечивается, то расчет параметров защиты продолжается. Он сводится к выбору схем соединения *ТА* и их *КА*,

определению числа витков дифференциальной  $W_{\text{диф}}$  и уравнильных  $W_{\text{урI}}$  и  $W_{\text{урII}}$  обмоток, исходя из принятого значения тока срабатывания, магнитодвижущей силы срабатывания  $F_{\text{с.р}}$  и условия полного выравнивания, которое обеспечивается при

$$I_{2I} (W_{\text{урI}} + W_{\text{диф}}) = I_{2II} (W_{\text{урII}} + W_{\text{диф}}). \quad (6.18)$$

Худшим случаем относительно чувствительности является одностороннее питание при КЗ в зоне ( $I_{2I} = 0$ ). При этом для срабатывания реле ( $I_{2I} = I_{\text{с.р}}$ ) необходимо

$$I_{\text{с.р}} (W_{\text{урI}} + W_{\text{диф}}) = F_{\text{с.р}},$$

отсюда

$$W_{\text{урI}} + W_{\text{диф}} = F_{\text{с.р}} / I_{\text{с.р}}, \quad (6.19)$$

где  $I_{\text{с.р}}$  – ток, А, срабатывания реле, определяемый по  $I_{\text{с.з}}$  с учетом коэффициента схемы  $K_{\text{сх}}^{(3)}$  и относящийся к стороне с током  $I_{2I}$ .

Из (6.18) находим

$$W_{\text{урII}} + W_{\text{диф}} = (W_{\text{урI}} + W_{\text{диф}}) \cdot \frac{I_{2I}}{I_{2II}}. \quad (6.20)$$

С помощью ответвлений от обмоток *НТА* подбираются витки дифференциальной и уравнильных обмоток так, чтобы обеспечивались условия (6.14) и (6.20).

При определении  $I_{\text{с.р}}$  и числа витков *НТА* предварительно выбирают основные стороны защищаемого трансформатора. С учетом условий (6.19) и (6.20) можно записать

$$W_{\text{осн.рсч}} = \frac{F_{\text{с.р}}}{I_{\text{с.р.осн}}} \quad \text{и} \quad W_{\text{неосн.рсч}} = W_{\text{осн.рсч}} \frac{I_{2\text{оос}}}{I_{2\text{ннеос}}}.$$

Изложенный порядок расчета после предварительного выбора тока срабатывания защиты и проверки чувствительности оформляется в виде табл. П.3.2 (см. прилож. П.3).

$K_{\text{над}}$  должен быть не менее 1,3. Если  $K_{\text{над}} < 1,3$ , то необходимо принять для основной стороны новое число витков  $W_{\text{осн}}$ , меньше принявшегося, и повторяется расчет. Для окончательного выбранного  $I_{\text{с.з}}$  определяется  $K_{\text{ч.д}}$ . Он должен удовлетворять условию (6.17).

При недостаточности чувствительности защиты с реле *НТА* она выполняется посредством реле с торможением.

**Дифференциальная токовая защита на основе реле с магнитным торможением.** Выпускаются реле с магнитным торможением типа ДЗТ [1, 10, 13, 21, 22]. На рис. 6.8, а приведена принципиальная схема защиты в однофазном исполнении с реле ДЗТ–11, имеющим одну тормозную обмотку. Выбирается сторона, к трансформаторам тока которой целесообразно присоединить тормозную обмотку, чтобы обеспечить минимальное торможение при КЗ в зоне защиты и максимальное торможение при внешних повреждениях. Рассматриваемый трансформатор имеет одностороннее питание, поэтому тормозную обмотку целесообразно присоединить к ТА питаемой стороны. Такое включение обеспечит торможение только при внешних КЗ. При двухстороннем питании иногда целесообразно тормозную обмотку разделить на две секции и включить каждую из них, соответственно, в первую и вторую цепи циркуляции защиты. Этим уменьшается тормозное действие при КЗ в защищаемой зоне. На двухобмоточных трансформаторах с расщепленной обмоткой тормозная обмотка включается на сумму токов трансформаторов тока, установленных в цепи каждой из расщепленных обмоток.  $I_{с.з}$  зависит от числа витков  $W_{трм}$  и значения тока тормозной обмотки. При отсутствии торможения ( $I_{трм} = 0$ )  $I_{с.з} = I_{с.зmin}$ .

Таблица 6.2

Расчет параметров дифференциальной защиты с РНТ–565

Наименование величины	Расчетные выражения для сторон	
	высшего напряжения (ВН)	низшего напряжения (НН)
1. Первичный номинальный ток защищаемого трансформатора	$I_{1ВН} = S_{Т.Н} / (\sqrt{3} \cdot U_{1Н})$	$I_{1НН} = S_{Т.Н} / (\sqrt{3} \cdot U_{НН})$
2. Схема соединения обмоток трансформатора Y/Δ-11	Y	Δ
3. Схема соединения ТА	Δ	Y
4. Коэффициент схемы $K_{сх}^{(3)}$	$\sqrt{3}$	1
5. Коэффициенты трансформации ТА	$K_{АΔ} = K_{сх}^{(3)} \cdot I_{1НН} / 5$	$K_{АУ} = K_{сх}^{(3)} \cdot I_{1ВН} / 5$
6. Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{2.ВН} = K_{сх}^{(3)} \cdot I_{1ВН} / K_{АΔ}$	$I_{2.НН} = K_{сх}^{(3)} \cdot I_{1НН} / K_{АУ}$



8. Расчетное число витков обмотки <i>НТА</i> реле для основной стороны защищаемого трансформатора (принимается сторона с большим $I_{с.р}$ )	$W_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.о.р}}$	$F_{с.р} = 100 \text{ А}$
9. Предварительно принятое число витков для основной стороны	$W_{\text{осн}}$ – принимается ближайшее меньшее число витков по отношению к $W_{\text{осн.расч}}$	
10. Расчетное число витков <i>НТА</i> реле для неосновной стороны	$W_{\text{неосн.расч}} = W_{\text{осн}} \frac{I_{2\text{оос}}}{I_{2\text{ннеос}}}$	
11. Предварительно принятое число витков обмотки <i>НТА</i> реле для неосновной стороны	$W_{\text{неосн}}$ – принимается ближайшее целое	
12. Составляющие первичного I небаланса $I_{\text{нб.вр.1}}$ , А	$I_{\text{нб.вр.1}} = \frac{\Delta f_{\text{вар}}}{100} I_{\text{кз.вн.мах}}^{(3)}$ $= \frac{W_{\text{неосн.расч}} - W_{\text{неосн}}}{W_{\text{неосн.расч}}} I_{\text{кз.вн.мах}}^{(3)}$	
13. Первичный расчетный ток небаланса $I_{\text{нб.р.сч.мах1}}$ с учетом составляющей $I_{\text{нб.вр.1}}$ , А	$\left( \frac{\varepsilon + \Delta U_{\text{рег}}}{100} \right) I_{\text{кз.вн.мах}}^{(3)} + I_{\text{нб.вр.1}}$	
14. Уточненное значение тока срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{с.р.осн} = \frac{F_{с.р.}}{W_{\text{осн}}}$	
15. Уточненное значение тока срабатывания защиты на основной стороне	$I_{с.з} = I_{с.р.осн} \cdot K_{\text{Аосн}} / K_{\text{сх}}^{(3)},$ здесь $K_{\text{Аосн}}$ или $K_{\text{АД,У}}$ , а $K_{\text{сх}}^{(3)}$ или $\sqrt{3}$ , или 1 в зависимости от того, какая из сторон принята за основную	
16. Действительное значение коэффициента надежности (отстройки)	$K_{\text{над}} = \frac{I_{с.з}}{I_{\text{нб.р.сч.мах1}}}$	

Ему соответствует минимальная МДС срабатывания  $F_{\text{ср.мин}} = 100$  А витка (см. рис. 6.8, б). Таким образом, для отстройки защиты от бросков тока намагничивания и от максимальных значений установившегося первичного тока небаланса  $I_{\text{нб.рсч.маx1}}$ , при внешних КЗ необходимо соответствующим образом выбрать  $I_{\text{с.з.мин}}$  и  $W_{\text{трм}}$ . Отстройка от бросков тока  $I_{\text{нмг}}$ , когда  $I_{\text{трм}} = 0$ , достигается выбором тока  $I_{\text{с.з.мин}}$  по условию  $I_{\text{с.з.}} > K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нтр}}$ . При этом  $K_{\text{отс}} = 1,5$  (для реле ДЗТ–11). Далее расчет витков НТА реле  $W_{\text{осн}}$  и  $W_{\text{неосн}}$  и тока  $I_{\text{нб.рсч.маx1}}$  выполняется, как и для реле РНТ, в соответствии с табл. 6.2. Примеры расчета дифференциальной защиты трансформатора (без торможения) см. в приложении П 3.1 и в [13] с реле ДЗТ–11 и ДЗТ–21. Дополнением к расчету табл. 6.2 является выбор  $W_{\text{трм}}$ , обеспечивающих отстройку от тока  $I_{\text{нб.рсч.маx1}}$ . Характеристики реле ДЗТ–11 представляют зависимостью  $F_{\text{раб}} = f(F_{\text{трм}})$ , где  $F_{\text{раб}} = I_{\text{раб}} \cdot W_{\text{раб}}$ , а  $F_{\text{трм}} = I_{\text{трм}} \cdot W_{\text{трм}}$ . Согласно рис. 6.8, б условие срабатывания при торможении описывается выражением  $F_{\text{с.р}} / F_{\text{трм}} = \text{tg}\alpha$ . При внешних КЗ несрабатывание защиты будет обеспечено, если удовлетворяется условие

$$\text{tg}\alpha \geq K_{\text{отс}} \cdot F_{\text{раб}} / F_{\text{трм}} = K_{\text{отс}} (I_{\text{раб}} / I_{\text{трм}}) (W_{\text{раб}} / W_{\text{трм}}). \quad (6.21)$$

При внешних КЗ  $I_{\text{раб.1}} = I_{\text{нб.рсч.маx1}}$ , а первичный тормозной ток  $I_{\text{трм1}}$  равен результирующему току, проходящему по первичным обмоткам ТА, к которым присоединена тормозная обмотка. Для двухобмоточного трансформатора  $I_{\text{трм1}} = I_{\text{кз.вн.маx}}^{(3)}$ . Из условия (6.21), с учетом сказанного,

$$W_{\text{трм}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.рсч.маx1}} \cdot W_{\text{раб}}}{I_{\text{кз.вн.маx}}^{(3)} \cdot \text{tg}\alpha}, \quad (6.22)$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,5$ ;  $W_{\text{раб}}$  – число витков обмотки НТА реле на стороне, к которой присоединена тормозная обмотка, при этом учитываются принятое  $W_{\text{осн}}$ , если рассматриваемая сторона является основной, и принятое  $W_{\text{неосн}}$ , если рассматриваемая сторона является неосновной;  $\text{tg}\alpha$  – нижняя характеристика на рис. 6.8, б. Для реле ДЗТ–11  $\text{tg}\alpha = 0,75$ . Для трансформаторов с числом групп ТА больше двух, имеющих ИП с нескольких сторон (рис. 6.8, в), токи небаланса имеют, как правило, большие значения, чем для двухобмоточных трансформаторов. Обычно токи  $I_{\text{нб.рсч}}$  при КЗ с разных сторон (точки К1, К2, К3) не одинаковы. Поэтому при использовании реле ДЗТ–11 его тормозная обмотка включается в ту цепь защиты, в которой при внешних КЗ проходит наибольший  $I_{\text{нб.рсч}}$ .

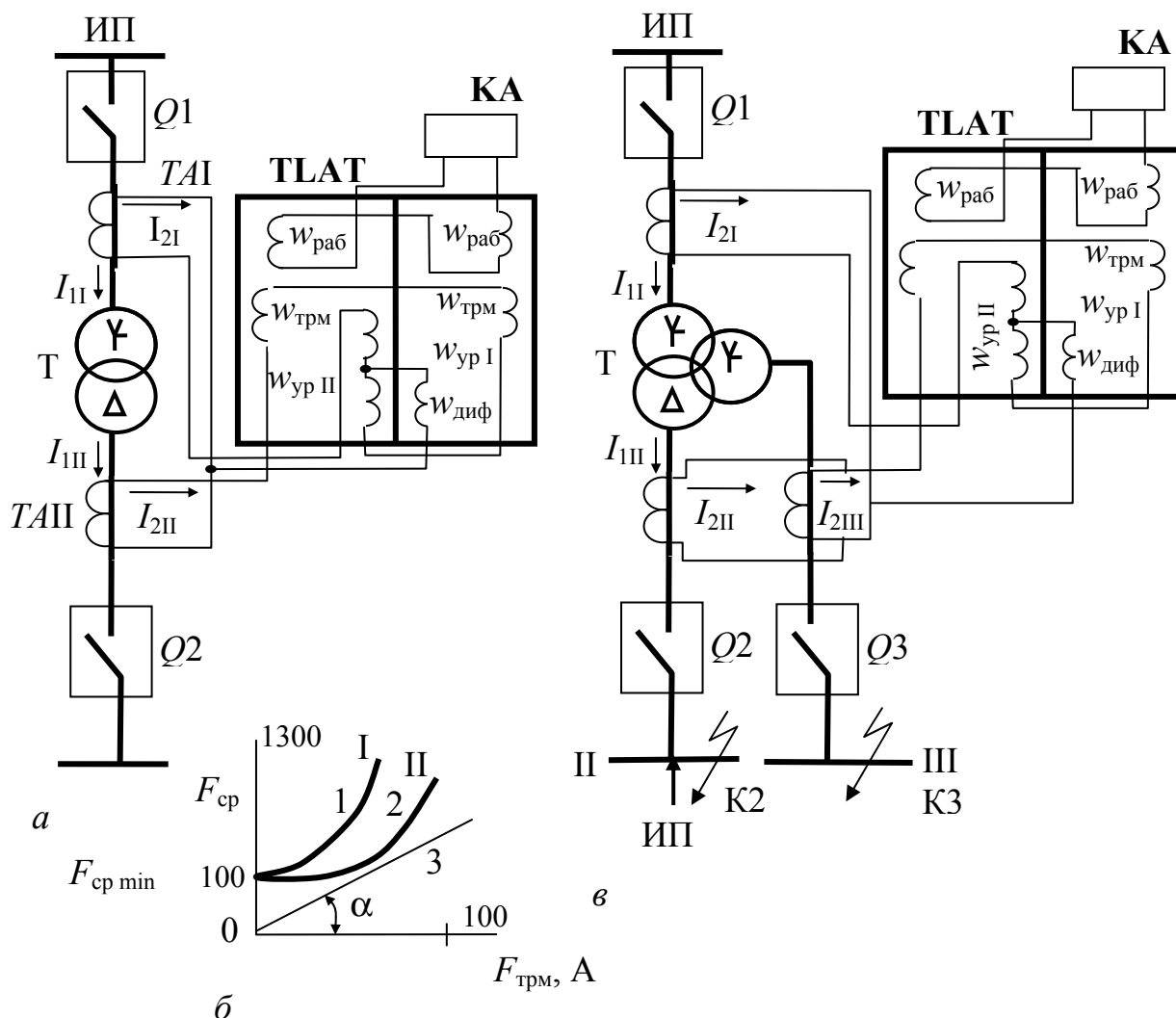


Рис. 6.8. Дифференциальные токовые защиты трансформаторов с магнитным торможением

При выборе тока  $I_{с.з}$  определяющими являются те же условия, по которым определяется ток  $I_{с.з}$  двухобмоточных трансформаторов. При этом для упрощения расчетов одна из обмоток защищаемого трансформатора, например, на стороне III, предполагается отключенной и расчет производится как для двухобмоточного трансформатора. Затем выполняется расчет, когда отключена обмотка на стороне II. При этом выбранные в предыдущем расчете параметры защиты должны оставаться неизменными. Во всех случаях токи  $I_{II}$ ,  $I_{III}$  и  $I_{IIIII}$  определяются по соответствующим  $U_n$  и  $S_{н.тр}$  вне зависимости от мощности отдельных его обмоток.

В некоторых случаях для повышения чувствительности дифференциальной защиты трансформаторов применяют реле ДЗТ–21 вместо ДЗТ–11. Также применяется дифференциальная токовая защита с тор-

можением в комплекте устройства ЯРЗ–2201 [1, 21, 22].

В [13] рассмотрен пример расчета дифференциальной токовой защиты понижающего двухобмоточного трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВ·А, имеющего РПН на стороне 110 кВ в пределах  $\pm 10\%$ , выполненной на реле типа *РНТ–565*. Там же приведены примеры расчета дифференциальной токовой защиты трансформаторов и автотрансформаторов, выполненной на реле типа *ДЗТ–11* и *ДЗТ–21*.

### 6.6. Дифференциальная токовая отсечка

Правила устройства электроустановок [17] допускают применение на трансформаторах мощностью до 25 МВ·А дифференциальной защиты с обычными реле тока (например, типа *РТ–40*), отстроенными по току срабатывания от бросков тока намагничивания и переходных значений тока небаланса, если при этом обеспечивается требуемая чувствительность. Достоинством такой защиты, называемой дифференциальной отсечкой, является меньшая стоимость и меньшая сложность при наладке, чем у защит с реле серий *РНТ* и *ДЗТ*.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается по условию отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{с.з} = (3 \dots 4) \cdot I_{н.тр} . \quad (6.23)$$

Большой ток срабатывания является главным недостатком дифференциальной отсечки и она применяется в тех случаях, когда ее  $K_{\text{ч}} \geq 2$ . Практически это возможно, если вторичные номинальные токи плеч защиты отличаются друг от друга на несколько процентов и если максимальный и минимальный токи КЗ трансформаторов близки по значению.

В приложении 6 и 7 приведены примеры расчета дифференциальной защиты трансформаторов с реле *РНТ–565* и дифференциальной токовой отсечки с обычным реле тока.

**Общая оценка дифференциальных защит трансформаторов.** Эти защиты обеспечивают быстрое и селективное отключение повреждений в зоне, охватываемой *ТА*. Рекомендуется применять дифференциальную защиту на одиночно работающих трансформаторах  $S_{н.тр} \geq 6,3$  МВ·А и на трансформаторах мощностью  $S_{н.тр} \geq 4$  МВ·А, работающих параллельно. Дифференциальная защита устанавливается также на трансформаторах мощностью  $S_{н.тр} = 1 \dots 4$  МВ·А в том случае, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени  $t_{с.з} > 0,5$  с; трансфор-

матор установлен в районе, подверженном землетрясениям.

При выборе схем дифференциальной защиты необходимо прежде всего рассмотреть возможность применения наиболее простой из дифференциальных защит – дифференциальной токовой отсечки. И в случае ее недостаточной чувствительности следует использовать реле *РНТ*. Защиты с реле, имеющих торможение, наиболее сложны, и их применение оправданно при невозможности отстройки защиты без торможения от установившихся значений тока  $I_{нб.маx1}$  при внешних КЗ.

Недостаток дифференциальной токовой защиты – ее отказы из-за недостаточной чувствительности при внутренних КЗ, например витковых, что обуславливает установку, наряду с дифференциальной, и газовую защиту трансформаторов.

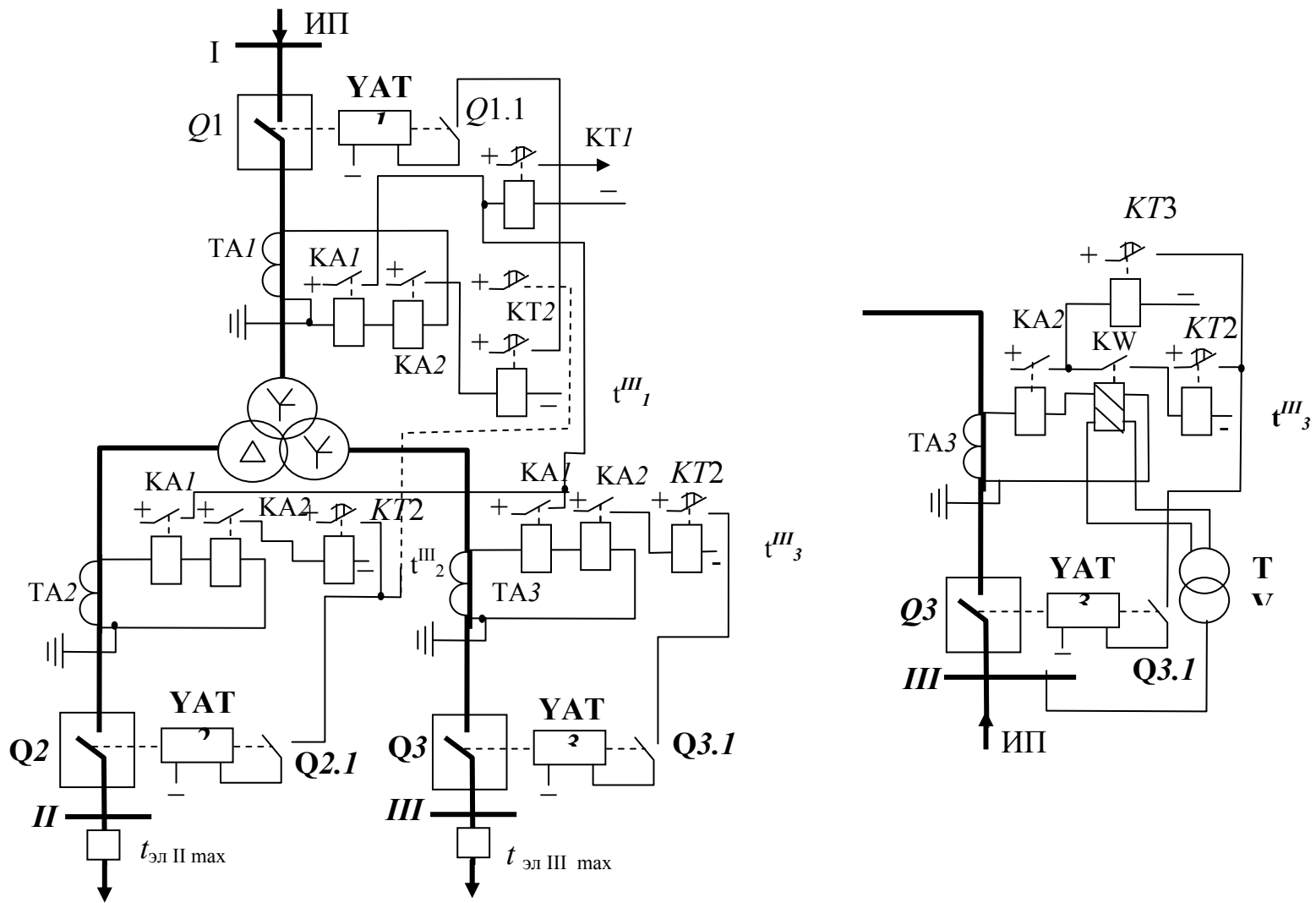
### **6.7. Токовые защиты трансформатора от сверхтоков внешних коротких замыканий и перегрузок**

На трансформаторах, наряду с защитами, действующими при повреждении в трансформаторе и его соединениях, предусматриваются резервные защиты для действия при внешних КЗ в случае отказа защит или выключателей смежных элементов. Одновременно они являются основными защитами шин и шинопроводов, на которые работает трансформатор, если на шинах и шинопроводах отсутствует собственная защита. В качестве защит от внешних КЗ применяются токовые защиты с выдержкой времени с включением реле на полные токи фаз и на их симметричные составляющие. Эти защиты реагируют и на внутренние КЗ, поэтому могут использоваться как резервные или даже как основные защиты трансформаторов.

#### **6.7.1. Токовая защита от сверхтоков внешних многофазных коротких замыканий**

Рассмотренная выше максимальная токовая защита первой и третьей ступеней, действующих на отключение выключателей, предназначена, согласно [17], для защиты трансформаторов мощностью до 1 МВ·А. На трансформаторах мощностью более 1 МВ·А должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения или токовая защита обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных КЗ.

**Максимальная токовая защита.** Схемы максимальной токовой защиты трансформатора выполняются аналогично схемам третьей ступени защиты со ступенчатой характеристикой выдержки времени, описанные выше. Параметры рассматриваются аналогично. На многообмоточных трансформаторах максимальная токовая защита



*a*

*б*

Рис. 6.9. Принципиальные схемы максимальных токовых защит трех обмоточного трансформатора

должна обеспечивать отключение только того выключателя, со стороны которого произошло КЗ. На трехобмоточном трансформаторе с односторонним питанием это достигается путем установки отдельных защит с каждой стороны (рис. 6.9, а, реле КА2, КТ2) и соблюдения следующего порядка при выборе выдержки времени:  $t_2''' = t_{элII\max} + \Delta t$ ;  $t_3''' = t_{элIII\max} + \Delta t$ ;  $t_1''' \geq t_2''' + \Delta t$  или  $t_1''' \geq t_3''' + \Delta t$ . Аналогичным способом выполняются защиты и на двухобмоточных трансформаторах с расщепленными обмотками.

На рис. 6.9, а каждая защита действует на отключение выключателя соответствующей стороны. Обычно схема выполняется так, что защита со стороны ИП воздействует на выходное (промежуточное) реле, общее для всех основных защит трансформатора, и отключает все его выключатели. В целях упрощения допускается не устанавливать защиты на одной из питаемых сторон, например II, при этом со стороны питания защита имеет две выдержки времени: с меньшей из них ( $t'''$ ) она действует на отключение выключателя той стороны, где защита отсутствует (показано пунктиром на рис. 6.9, а), а с большей  $t_1'''$  – на выходное реле (на схеме не показано).

Для получения минимально возможных выдержек времени  $t_2'''$  и  $t_1'''$  защита не устанавливается с той из питающих сторон, где отходящие элементы имеют защиты с большей расчетной выдержкой времени, например,  $t_{элII\max} > t_{элIII\max}$ . При этом

$$t_3''' = t_{элIII\max} + \Delta t; \quad t_2''' = t_{элII\max} + \Delta t; \quad t_1''' \geq t_3''' + \Delta t$$

(выбирается большее значение) и  $t_1''' \geq t_2''' + \Delta t$ .

На многообмоточных трансформаторах при питании с нескольких сторон, а также на двухобмоточном трансформаторе с двухсторонним питанием, рассмотренная максимальная защита не обеспечивает селективного отключения. Для получения селективности одну из защит со стороны питания, например III, необходимо выполнить направленной (см. рис. 6.9, б). Орган направления мощности  $KW$  разрешает ей действовать на отключение с выдержкой времени  $t_3'''$  реле КТ2 только при внешних КЗ, как и в случае одностороннего питания, поэтому порядок выдержек времени  $t_1''' \dots t_3'''$  остается прежним. При повреждении в трансформаторе защита действует по обходной (для реле  $KW$ ) цепи с выдержкой времени  $t_3''' \dots t_1'''$  реле КТЗ.

**Максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения.** Так как максимальная токовая защита практически не может отличить токи внешних КЗ от токов перегрузки, то для

трансформаторов мощностью более 1 МВ·А рекомендуется максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения. Ее схема аналогична максимальной токовой защите генераторов (рис. 6.10). Реле тока защиты  $KA1-KA3$  соединены по схеме полной звезды. Комбинированный пусковой орган состоит из реле минимального напряжения  $KV$ , включенного на междуфазное напряжение, и реле максимального напряжения  $KVZ$ , которое присоединяется к фильтру напря-

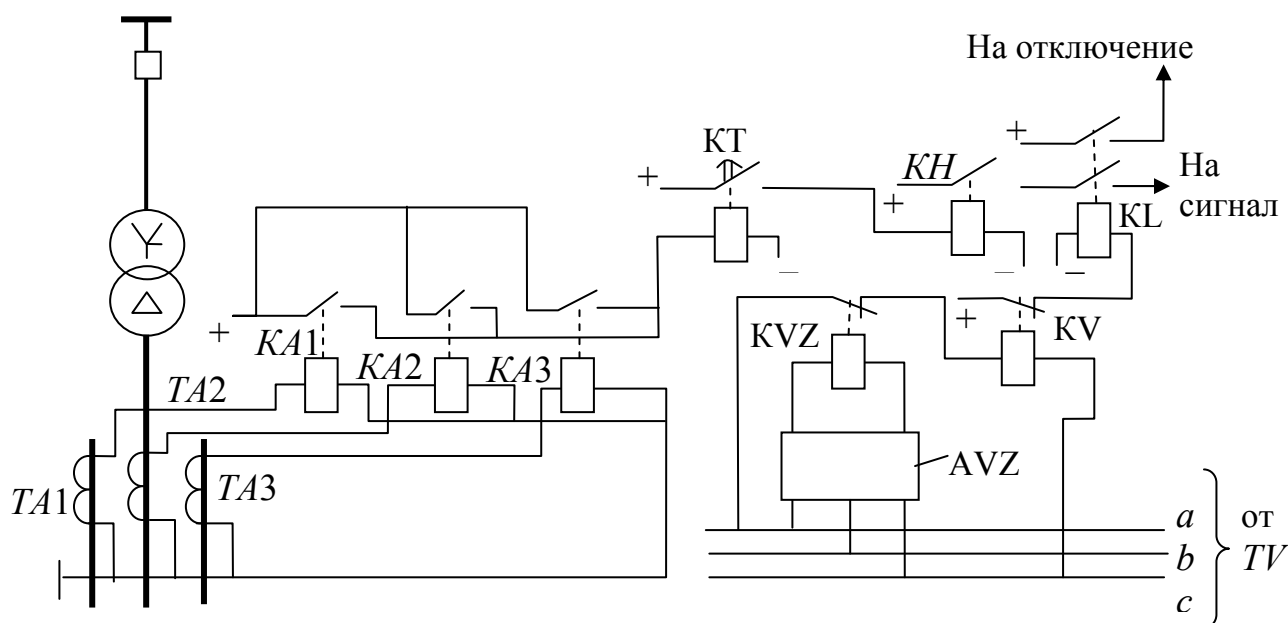


Рис. 6.10. Максимальная токовая защита от внешних КЗ с комбинированным пусковым органом напряжения

жения обратной последовательности. Благодаря реле  $KVZ$  схема имеет повышенную чувствительность, не зависящую от группы соединения обмоток трансформатора, за которым происходит несимметричное КЗ. Срабатывая при несимметричных КЗ, она разрывает цепь обмотки реле  $KV$ , обеспечивая его действие независимо от остаточного напряжения. Реле  $KVZ$  кратковременно срабатывает и при трехфазных КЗ, в связи с чем реле  $KV$  работает в условиях возврата, поэтому повышается чувствительность защиты и к симметричным КЗ. Напряжение возврата минимального реле больше напряжения срабатывания в  $K_B$  раз, поэтому и чувствительность защиты повышается в  $K_B$  раз. Напряжение срабатывания реле  $KVZ$  должно быть отстроено от напряжения небаланса нормального режима.

В связи с наличием реле напряжения защита должна иметь требуемую чувствительность как по току, так и по напряжению. Для реле тока  $K_{чА} = I_{кз.min} / I_{с.з}''$ , для реле напряжения  $K_{чВ} = U_{2кзmin} / U_{с.з}$  и



для реле  $KV$   $K_{чв} = K_B U_{с.з} / U_{кз.мах}^{(3)}$  ( $U_2$  – напряжение обратной последовательности). Наличие комбинированного органа напряжения позволяет выбрать ток срабатывания защиты без учета перегрузки трансформатора по условию

$$I_{с.з}''' = K_{отс}''' \cdot I_{н.тр} / K_B, \quad (6.24)$$

по условию согласования с предыдущей защитой

$$I_{с.з.посл}''' = K_{нс} \cdot I_{с.з.пр}, \quad (6.25)$$

где  $K_{отс}''' = 1,2$ , а  $K_B = 0,8$ ,  $K_{нс} = 1,3$  – коэффициент надежности согласования.

Напряжение срабатывания защиты определяется по следующим условиям: для минимального реле напряжения  $KV$ , включенного на междуфазное напряжение, исходя из обеспечения возврата реле в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ – по выражению

$$U_{с.з} \leq U_{раб.мин} / (K_{отс} \cdot K_B). \quad (6.26)$$

Отстройки от напряжения самозапуска  $U_{сзп}$  при включении от УАПВ или УАВР заторможенных двигателей нагрузки – по выражению

$$U_{с.з} \leq U_{сзп} / K_{отс}. \quad (6.27)$$

$U_{раб.мин}$  принимают равным  $(0,9...0,85) U_n$ , а  $U_{сзп}$  примерно  $0,7 U_n \cdot K_{отс}$  и  $K_B$  рекомендуется принимать равными 1,2.

Напряжение срабатывания устройства фильтр – реле напряжения обратной последовательности принимается равным

$$U_{2с.з} = 0,06 U_n = 60 \text{ В.}$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:  
для токового реле

$$K_{чА} = I_{кз}^{(2)} / I_{с.з}; \quad (6.28)$$

для минимального реле напряжения

$$K_{чв} = U_{с.з} / U_{кз}^{(2)}; \quad (6.29)$$

для фильтра – реле напряжения обратной последовательности

$$K_{чв2} = U_{2с.з} / U_{с.з}, \quad (6.30)$$

где  $I_{кз}^{(2)}, U_{кз}^{(2)}$  – ток и напряжение в месте установки защиты при двух-

фазном КЗ;  $U_{2кк}$  – напряжение обратной чувствительности в месте установки защиты при двухфазном КЗ.

Значение коэффициентов чувствительности при работе защиты в режиме ближнего резервирования должно быть не менее 1,5, в режиме резервирования защит смежных присоединений (предыдущих защит)  $\geq 1,2$ .

В приложении 9 приведен пример расчета максимальной токовой защиты трансформатора с пуском по напряжению.

**Токовая защита обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных повреждениях.** Приставка для действия при симметричных КЗ состоит из одного реле тока  $КА$ , включенного на ток фазы, реле времени  $КТ$  и одного минимального реле напряжения  $КВ$  (рис. 6.11). Для выбора тока срабатывания реле тока используется выражение (6.24), напряжение срабатывания минимального реле напряжения определяется с учетом выполнения условий (6.26) и (6.27). Для защиты обратной последовательности ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от тока, содержащего максимально допустимый ток несимметрии  $I_{2доп}$  и ток небаланса  $I_{нб}$  на выходе фильтра, приведенный к первичной стороне трансформатора тока защиты в режиме перегрузки:

$$I_{2с.з} \geq K_{отс} (I_{нб} + I_{2доп})/K_B, \quad (6.31)$$

где  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;  $K_B = 0,8$  – коэффициент возврата;  $I_{нб} = K_{нб} \cdot I_{нагр.мах}$  – ток небаланса на выходе фильтра, приведенный к первичной стороне;  $K_{нб} = (0,02-0,03)$  – коэффициент небаланса.

При выборе тока срабатывания по условию отстройки от токов небаланса ( $I_{2с.з}$ ) защита не согласуется с резервными защитами (предыдущими защитами), поэтому в целях снижения неселективности действий следует принимать ток ее срабатывания

$$I_{2с.з} \geq (0,1-0,2) I_{нтр} \quad (6.32)$$

и ограничивать чувствительность защиты в зоне резервирования до значений  $\geq 1,5$ .

Чувствительность защиты по току проверяется по выражению

$$K_{чА} = I_{2кз} / I_{2с.з}, \quad (6.33)$$

где  $I_{2кз}$  – ток обратной последовательности в месте установки защиты при двухфазном КЗ в конце зоны резервирования.

Согласно ПУЭ(17)  $K_{\text{чА}} \geq 1,2$ .

Рекомендуется согласовывать чувствительность с токовой защитой нулевой последовательности в сетях с большими токами замыкания на землю, с защитами от многофазных КЗ.

На трехобмоточных трансформаторах максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения и токовая защита с обратной последовательностью, как и обычная максимальная токовая защита, устанавливаются со всех трех или только с двух сторон. На одной из сторон защита иногда выполняется направленной при наличии двух- или трехстороннего питания. Выдержки времени защит выбираются как и у максимальной токовой защиты.

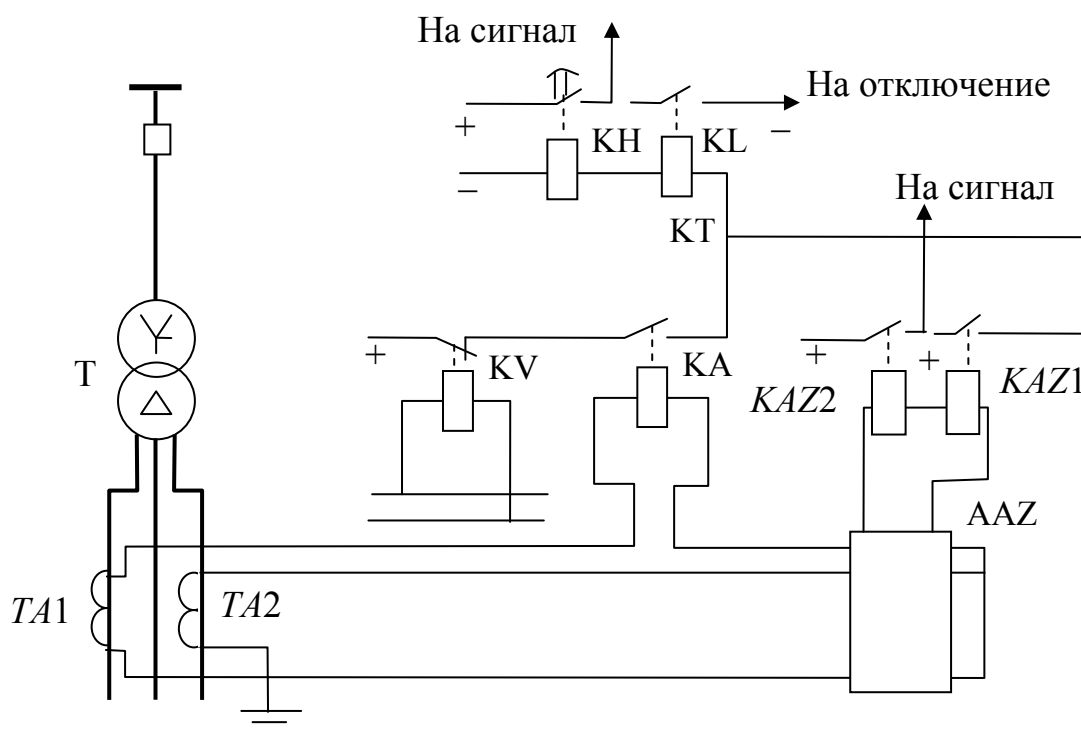


Рис. 6.11. Токовая защита обратной последовательности с приставкой в виде максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

**Токовая защита нулевой последовательности для повышающих трансформаторов.** Если повышающий трансформатор со стороны высшего напряжения имеет глухозаземленную нейтраль, то возникает необходимость защищать трансформатор от внешних КЗ на землю. Токовая защита обратной последовательности реагирует на этот вид повреждения. Однако в большинстве случаев ее чувствительность бывает недостаточной и трансформатор снабжается специальной токовой защитой нулевой последовательности. Защита состоит из одного реле то-

ка  $KAZ$ , подключенного к трехтрансформаторному ( $TA1-TA3$ ) фильтру тока нулевой последовательности, установленному на стороне высшего напряжения (рис. 6.12, а). Реле времени  $KT2$  создает необходимую выдержку времени. Для выполнения защиты можно использовать однотрансформаторный фильтр в виде трансформатора тока  $TA$ , установленного в цепи заземленной нейтрали защищаемого трансформатора (рис. 6.12, б). В этом случае в зону защиты входит и обмотка трансформатора, соединенная в звезду, независимо от наличия в системе других заземленных нейтралей.

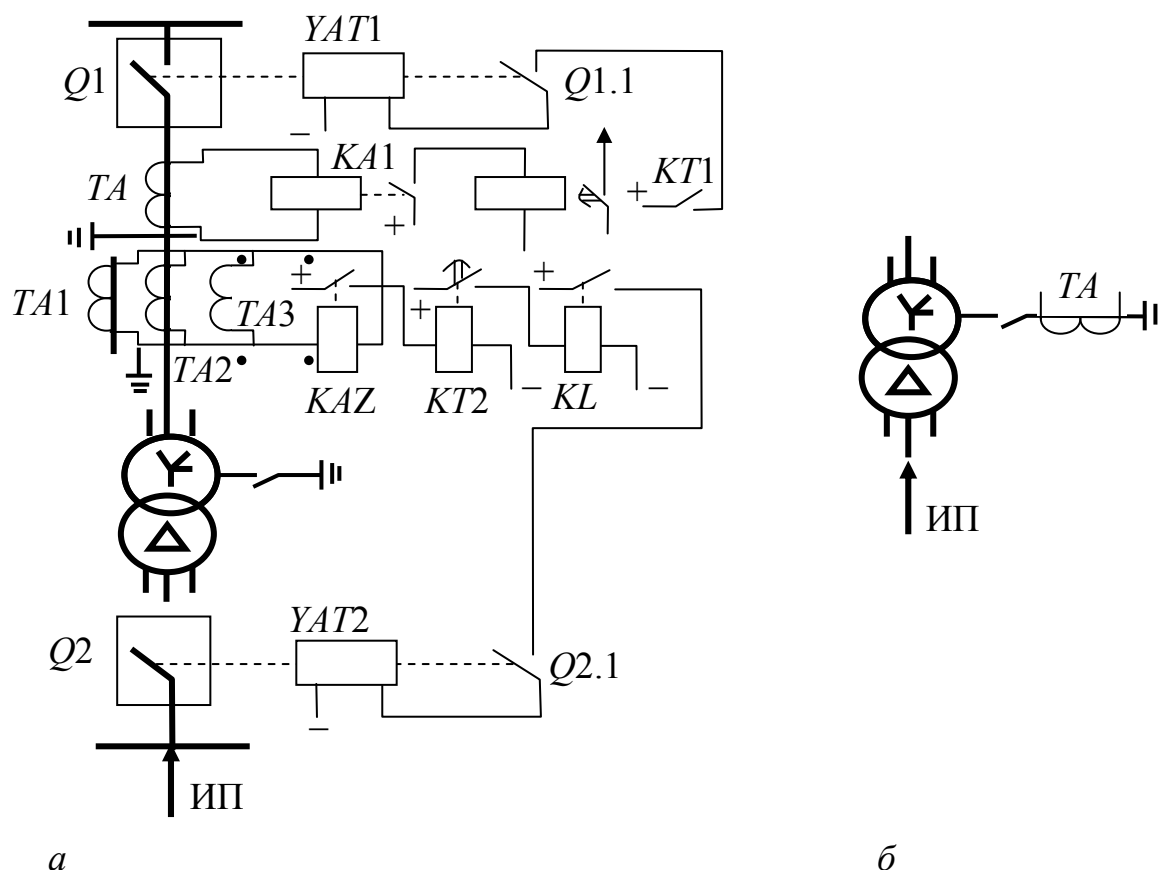


Рис. 6.12. Принципиальная схема токовой защиты нулевой последовательности от внешних КЗ на землю

Выдержка времени защиты выбирается на ступень селективности больше, чем время срабатывания защит от коротких замыканий на землю смежных элементов ( $t_{c.з}''' = t_{эл.макс} + \Delta t$ ), а ток срабатывания согласуется с ними по чувствительности и отстраивается от тока небаланса при внешних коротких замыканиях. Обычно принимают  $I_{c.з} \cong (0,4...0,8)I_{н.тр}$ . Если определяющим моментом при выборе тока срабатывания является отстройка от тока небаланса, то при недостаточной чувствительности

целесообразно защиту выполнять с выдержкой времени большей, чем время действия защит от многофазных повреждений смежных элементов. Это дает возможность отстраивать ток срабатывания только от тока небаланса при нормальной работе. Токовая защита нулевой последовательности предусматривается на повышающих трансформаторах мощностью  $S_{н.тр} = 1000$  кВ·А и более с глухозаземленной нейтралью.

**Токовая защита от перегрузок.** Перегрузка обычно является симметричной, поэтому защита от перегрузки выполняется одним реле тока  $KA1$ , включенным в цепь одного из трансформаторов тока защиты от внешних коротких замыканий (рис. 6.9, а). Ток срабатывания реле определяется по выражению  $I_{с.з} = (K_{отс} / K_B) (I_{н.тр} / K_A)$ . Коэффициент  $K_{отс}$  учитывает только погрешность в токе срабатывания и принимается равным  $K_{отс} = 1,05$ .

Для отстройки от кратковременных перегрузок и КЗ предусматривается реле времени  $KT1$ , рассчитанное на длительное прохождение тока в его обмотках. Выдержка времени принимается на ступень селективности больше, чем время срабатывания защиты трансформатора от внешних КЗ.

На трехобмоточных трансформаторах с обмотками равной мощности и одним ИП защита от перегрузки устанавливается только со стороны ИП. Если обмотки имеют разную мощность, то дополнительно устанавливается защита на питаемой обмотке меньшей мощности. При возможности передачи мощности в любых направлениях защита от перегрузки устанавливается со всех сторон (см. рис. 6.9, а,  $KA1$ ,  $KT1$ ). Защита от перегрузки предусматривается при параллельной работе нескольких трансформаторов мощностью 400 кВ·А и более, а также при раздельной работе и наличии УАВР с действием на сигнал, автоматическую разгрузку или отключение [17].

В [13] рассмотрены примеры схем выполнения защит силовых трансформаторов и автотрансформаторов.

## **6.8. Устройства противоаварийной автоматики трансформаторов**

**Автоматическое включение резервного трансформатора.** Устройства АВР широко применяются не только для автоматических включений резервных линий, но и трансформаторов. Схемы подстанций обычно выполняются так, что при наличии двух (и более) трансформаторов шины низшего напряжения секционируются. Каждый трансформатор подключается к соответствующей секции шин. В

нормальном режиме секционный выключатель  $Q4$  отключен (рис. 6.13, а).

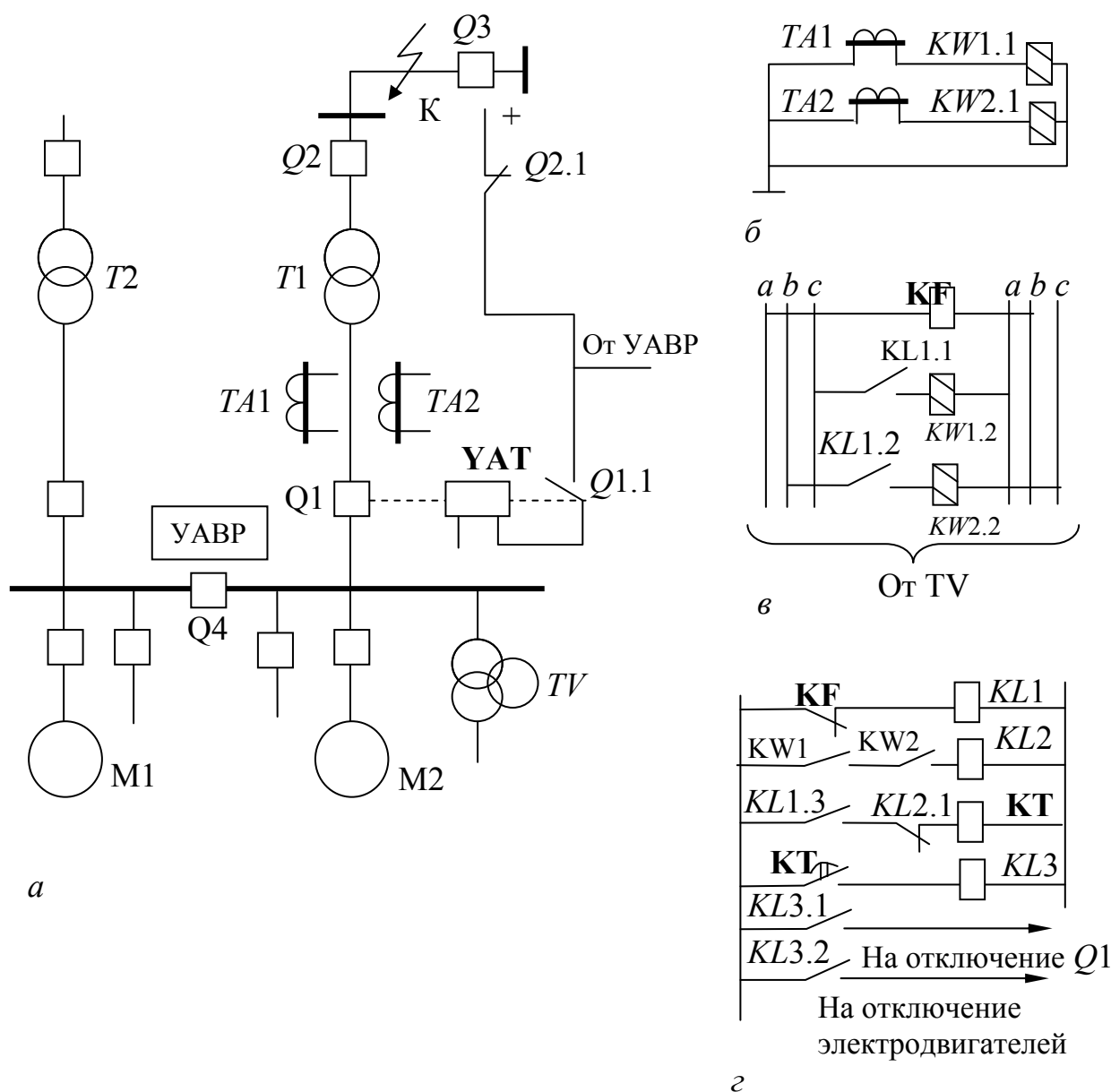


Рис. 6.13. Автоматическое включение резервного трансформатора

В такой схеме при аварийном отключении одного из трансформаторов, например  $T1$ , электроснабжение потребителей сохраняется благодаря автоматическому включению секционного выключателя устройством АВР. Схемы устройств АВР и расчет их уставок выполняются в соответствии с положениями, изложенными выше (см. разделы 5.4, 5.5). Как указывалось, из-за остаточного напряжения на шинах, поддерживаемого

синхронными электродвигателями и компенсаторами, минимальный пусковой орган напряжения действует с замедлением, достигающим  $t_{\text{АВР}} = 1$  с и выше. На трансформаторах замедление можно устранить, если предусмотреть взаимную связь между его выключателями, обеспечивающую немедленное отключение выключателя  $Q1$  и пуск УАВР при отключении выключателя  $Q2$  (рис. 6.13, а). При этом не исключается замедленное действие устройства АВР в случае КЗ на землю (точка К).

Для устранения замедления можно использовать защиту от потери питания, содержащую реле понижения частоты  $KF$  и реле направления мощности  $KW1$ ,  $KW2$  с вращающим моментом  $M_{\text{вр}} = K \cdot U_{\text{р}} \cdot I_{\text{р}} \cdot \cos(\varphi_{\text{р}} + 30^\circ)$ . Реле включается на междуфазное напряжение и ток отстающей фазы так, чтобы при направлении мощности от источника питания к потребителю контакты реле были замкнуты. В этом случае пусковой орган не должен срабатывать (рис. 6.13, б, в, г). Устройство реагирует на снижение частоты и изменение направления активной мощности или ее исчезновение. При этом контакты реле мощности размыкаются, а контакт реле частоты замыкается и происходит запуск реле времени  $KT$ . Выдержка времени  $KT$  принимается  $t_{\text{АВР1}} = 0,3 \dots 0,5$  с. По истечении этого времени срабатывает промежуточное реле  $KL3$  и отключает выключатель  $Q1$  и электродвигатели, не подлежащие самозапуску. Уставка срабатывания реле частоты принимается 48–48,5 Гц. Напряжение на обмотке реле мощности подается после снижения частоты. Этим облегчается режим работы контактов реле и уменьшается нагрузка на трансформатор напряжения  $TV$ . Для большинства самозапускающихся синхронных электродвигателей допустимо повторное включение, если напряжение на их выводах в момент включения не превышает  $U_{\text{отс}} = (0,5 \dots 0,6) U_{\text{н}}$ , поэтому секционный выключатель  $Q4$  должен включаться после снижения напряжения на резервируемой секции шин до указанного значения. Для этого устройство АВР должно осуществлять контроль напряжения на секции шин, потерявшей питание.

В ряде конкретных случаев рассмотренный пусковой орган УАВР оказывается недостаточно быстродействующим, что приводит к расстройству технологического процесса предприятия. С целью повышения быстродействия УАВР рекомендуется, например, выполнить пусковой орган устройства, основанный на контроле угла между векторами напряжений рабочего и резервного источников питания. В нормальном режиме этот угол в схемах не превышает  $10\text{--}15^\circ$ . При повреждении на линии (рис. 6.13, в) связи с торможением электродвигателей угол между вектором остаточного напряжения на секции шин, подключенной к поврежденной линии, и вектором напряжения резервной секции шин увеличивается. Это обстоятельство используется для выполнения пусково-

го органа. При наличии на питающей линии устройства АПВ действие УАВР необходимо согласовывать с действием УАПВ. Согласование может привести к значительному увеличению времени восстановления питания.

**Автоматическое повторное включение трансформатора.** На однострансформаторных подстанциях с односторонним питанием при отключении трансформатора электроснабжение прекращается. Для повышения надежности электроснабжения потребителей предусматривается АПВ трансформатора мощностью более 1 МВ·А после его аварийного отключения. Пуск устройства АПВ обычно выполняют так, чтобы не допускать включения трансформатора при внутренних повреждениях, которые, как правило, не самоустраняются. При всех внутренних повреждениях, как указывалось (см. раздел 6.2), срабатывает сигнальный элемент газового реле. Поэтому целесообразно пуск устройства АПВ производить при всех аварийных отключениях трансформатора, но запрещать его повторное включение при срабатывании сигнального элемента газового реле. При этом в действие УАПВ вводится некоторое замедление, исключающее повторное включение трансформатора при внутренних КЗ, сопровождающихся бурным газообразованием, когда отключающий элемент газового реле срабатывает раньше, чем его сигнальный элемент. В отдельных случаях допускается действие УАПВ и при отключении трансформатора защитой от внутренних повреждений. В остальном требования к устройству АПВ и схемы его осуществления аналогичны рассмотренным выше для линии (см. раздел 5.1, 5.2).

**На подстанциях с двумя и более трансформаторами,** наряду с устройствами АВР, могут предусматриваться и устройства АПВ. При этом действия их должны быть согласованы. В связи с наличием резервного источника питания автоматическое включение ограничивают. Пуск устройства АПВ разрешают только при внешних КЗ. Для этой цели используют максимальную токовую защиту, установленную со стороны выводов низшего напряжения трансформатора. Срабатывание защиты свидетельствует о возникновении повреждения на шинах или о том, что внешнее КЗ не отключилось соответствующей защитой. При этом отключается выключатель со стороны низшего напряжения трансформатора и устройство АПВ включает его повторно. Во всех остальных случаях напряжение на секцию шин, потерявшую питание, должно подаваться действием устройства АВР.

**Автоматическая аварийная разгрузка трансформаторов.** Действие устройства аварийной разгрузки аналогично действию защиты от перегрузки. При этом вместо обычного реле времени используется многопозиционное реле, имеющее несколько контактов и позволяющее из-



менить выдержку времени до  $t = 10$  мин и более. При действии автоматики потребители отключаются очередями. Выдержка времени первой очереди принимается равной  $t = 5 \dots 10$  мин. Если перегрузка трансформатора при этом не устраняется, то пусковой орган остается в состоянии после срабатывания и автоматика продолжает отключать потребителей других очередей с выдержкой времени на  $\Delta t = 30$  с больше предыдущей. При определении отключаемой нагрузки исходят из того, что с оставшейся нагрузкой трансформатор мог работать в течение 1,5–2 ч. За это время обслуживающий персонал принимает меры по разгрузке трансформатора. Ток срабатывания пускового органа  $I_{с.р} = (1,3 \dots 1,4) I_{н.тр} / K_A$ .

Следует отметить, что устройство автоматической разгрузки принципиально правильнее выполнить не по току перегрузки, а в зависимости от температуры обмоток, например температурно-токовыми реле.

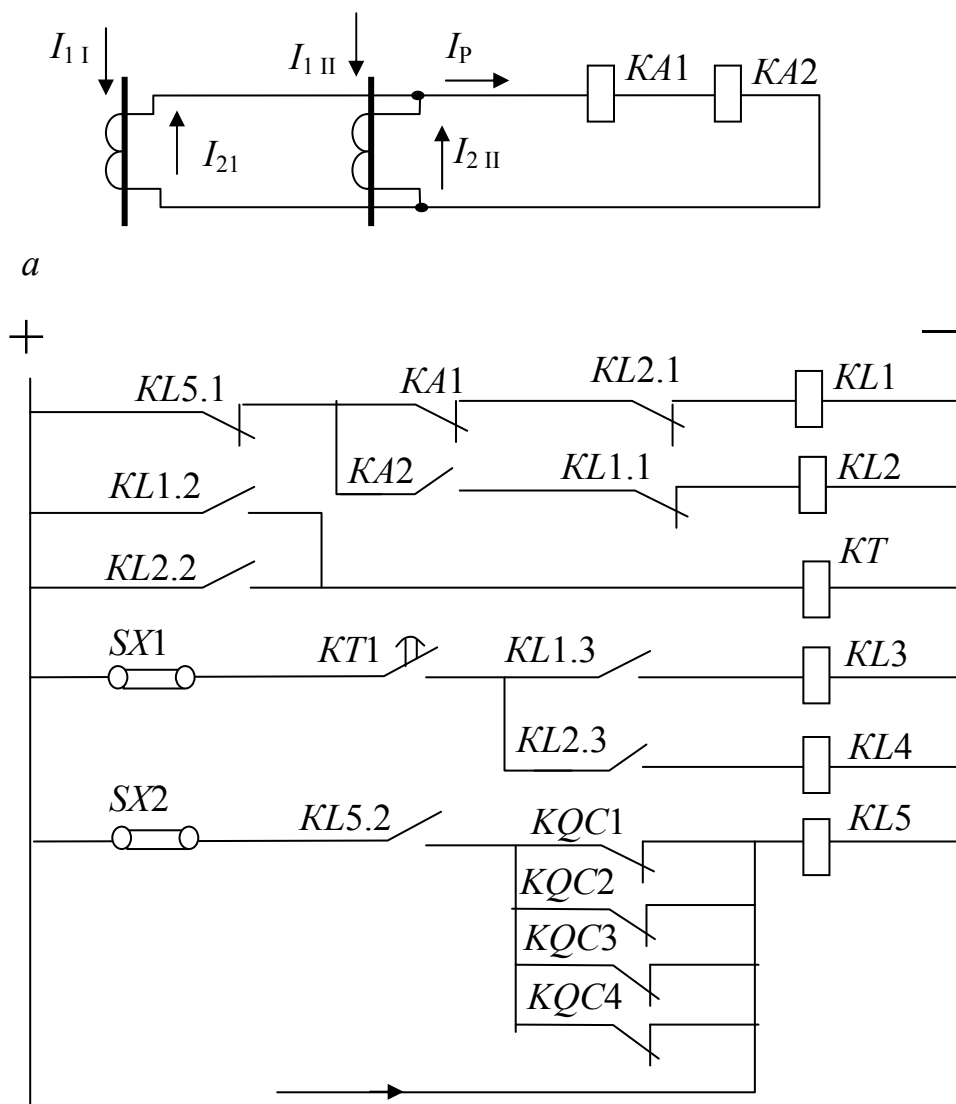
### **6.9. Автоматические устройства управления режимами работы трансформаторов**

Автоматическое отключение и включение трансформатора для уменьшения потерь энергии. В процессе эксплуатации нагрузка параллельно работающих трансформаторов не остается постоянной. При ее снижении может оказаться целесообразным один из трансформаторов отключить, а при восстановлении нагрузки включить снова. Это обусловлено необходимостью достижения минимальных потерь электроэнергии в трансформаторах. Отключать и включать трансформатор можно автоматически.

На рис. 6.14 показана схема устройства автоматики с пусковым органом тока, состоящим из минимального  $KA1$  и максимального  $KA2$  измерительных реле тока [5]. Реле включены на сумму тока  $I_p = I_{2I} + I_{2II}$  параллельно работающим трансформаторам (рис. 6.14, *a*).

При полной загрузке трансформаторов оба реле держат соответствующие контакты  $KA1$ ,  $KA2$  разомкнутыми. Снижение нагрузки до некоторого критического по экономичности режима работы трансформаторов значения  $I_{кр.} = (0,6 \dots 0,8) I_{н.тр}$  вызывает срабатывание минимального реле тока  $KA1$  и его контакт  $KA1$  замыкает цепь обмотки промежуточного реле  $KL1$  (рис. 6.14, *б*). Это реле при срабатывании контактом  $KL1.1$  разрывает цепь обмотки реле  $KL2$ , контактом  $KL1.2$  приводит в действие реле времени  $KT$  и контактом  $KL1.3$  подготавливает цепь на отключение выключателей одного из трансформаторов. По истечении заданной выдержки времени замыкается контакт  $KT1$  реле

времени в цепи обмотки промежуточного реле  $KL3$ , которое, срабатывая, отключает трансформатор. При нагрузке выше критической срабатывает максимальное реле тока  $KA2$  и приходят в действие реле  $KL2$ ,  $KT$  и  $KL4$ , при этом трансформатор включается. В схеме автоматики цепи реле  $KL1$  и  $KL2$  взаимосвязаны так, что исключается возможное одновременное действие автоматики на отключение и на включение.



От защиты, ключей управления и телемеханики

б

Рис. 6.14. Схема устройства автоматического отключения и включения трансформатора

Устройство автоматики с помощью реле  $KL5$  выводится из работы при отключении любого из выключателей трансформаторов ключом управления, средствами телемеханики или релейной защитой. При этом цепь обмотки реле замыкается контактами реле  $KQC.1...KQC.4$ , включенных положений выключателей трансформаторов. Автоматика вводится в действие только при включении всех четырех выключателей.

Токи срабатывания пускового органа определяются из следующих соотношений:

$$I_{с.р.1} = \frac{I_{кр.}}{K_{отс} \cdot K_A} \quad \text{и} \quad I_{с.р.2} = \frac{K_{отс} \cdot I_{кр.}}{K_A},$$

где  $K_{отс} = 1,05...1,1$ .

В пусковом органе схемы автоматики  $K_{B2} = 0,9...0,95$  максимального и  $K_{B1} = 1,1...1,05$  минимального реле, соответственно. Для исключения одновременного срабатывания реле  $KA1$  и  $KA2$  необходимо выполнить условия:

$$I_{с.р.1} \leq I_{в.р.2} \quad \text{и} \quad I_{в.р.1} \leq I_{с.р.2},$$

где

$$I_{в.р.2} = K_{B2} \cdot I_{с.р.2} \quad \text{и} \quad I_{в.р.1} = K_{B1} \cdot I_{с.р.1}.$$

Выдержка времени реле  $KT$  принимается равной  $t_{с.р} = 3...5$  мин. Возможны и другие принципы выполнения устройства отключения и включения трансформатора.

Действие рассмотренной автоматики должно быть согласовано с действием УАВР. При раздельной работе трансформаторов или работе одного из них должна быть обеспечена следующая последовательность переключений (см. рис. 6.13, а): при снижении нагрузки и отключении одного из трансформаторов сначала включается секционный выключатель  $Q4$ , а затем последовательно отключаются выключатели  $Q1$  и  $Q2$ ; при увеличении нагрузки сначала включается выключатель  $Q1$  со стороны высшего напряжения, а затем выключатель  $Q1$  со стороны низшего напряжения, после этого отключается секционный выключатель  $Q4$ . При работе двух трансформаторов и аварийном отключении одного из них УАВР действует на включение секционного выключателя  $Q4$ .

## 7. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

### 7.1. Виды повреждений и ненормальных режимов работы электродвигателей и требования к их защита

**Повреждения и защиты от них.** К повреждениям, возникающим в обмотке статора электродвигателей (ЭД) переменного тока, относятся многофазные короткие замыкания, однофазные замыкания на землю и замыкания между витками одной фазы (витковые замыкания). Повреждениями синхронных ЭД (СД) и ЭД постоянного тока являются также обрывы в цепях возбуждения. Для СД представляют опасность замыкания на землю обмотки ротора.

**Многофазные КЗ сопровождаются** значительным возрастанием тока в поврежденном ЭД и понижением напряжения в питающей сети. Такие повреждения опасны не только для ЭД, но и для других неповрежденных ЭП, поэтому на ЭД предусматривается быстродействующая защита от многофазных КЗ в его обмотках и соединениях с коммутационным аппаратом, действующая на отключение.

**Однофазное повреждение на землю в обмотке статора** определяется режимом заземления нейтралей в питающей сети. Если нейтраль глухо заземлена, то ток однофазного замыкания представляет опасность для поврежденного ЭД, поэтому и при таких повреждениях ЭД должен отключаться защитой без выдержки времени. Это возлагается на защиту от многофазных КЗ, выполняемую трехфазной. Специальную защиту от однофазных КЗ на землю, как правило, не предусматривают.

В сетях с изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы нейтральными однофазные замыкания на землю, как правило, непосредственной опасности для поврежденного ЭД и для системы электроснабжения в целом не представляют. Поэтому защита от замыкания на землю, действующая на отключение, устанавливается на ЭД мощностью  $P_{н.д} \leq 2$  МВт лишь в тех случаях, когда ток замыкания на землю  $I_3 \geq 10$  А. На ЭД мощностью  $P_{н.д} > 2$  МВт такая защита предусматривается при  $I_3 \geq 5$  А. Опасность однофазных замыканий на землю заключается и в том, что они могут переходить в двойные замыкания на землю в разных точках. В этом случае  $I_3$  может достигать значения тока двухфазного КЗ. Отключение ЭД при двойных замыканиях на землю возлагается обычно на защиту от замыкания на землю, если она предусмотрена.

**Витковые замыкания в обмотке** опасны для ЭД в связи с тем,

что наведенные в замкнутых витках токи могут намного превышать номинальный ток. При этом происходит нагрев магнитопровода и поврежденной части обмотки и, как следствие, дальнейшее разрушение изоляции. Ток в неповрежденной части обмотки при витковых замыканиях изменяется незначительно, поэтому защиты, включенные на полные токи фаз, не могут использоваться для действия при таких повреждениях. Для этого рекомендуется применять **фильтровую токовую защиту**. Информацией о витковых замыканиях может служить фазовый сдвиг между токами ЭД. На этой основе разработано импульсное устройство защиты, измеряющее интервал между импульсами, сформированными в момент перехода токов через нулевое значение. Защита действует также при несимметричных КЗ.

**Обрывы в цепях возбуждения СД** происходят очень редко, поэтому защита от этих повреждений предусматривается только для некоторых мощных ЭД. Более вероятен обрыв в цепях возбуждения двигателей постоянного тока. При обрыве цепи возбуждения ЭД или тормозится (при нагрузке на валу), или повышается частота вращения (незагруженный ЭД с независимым возбуждением или параллельным самовозбуждением). И то и другое нежелательно, т. к. при торможении возрастает ток якоря, а при увеличении частоты вращения может произойти разрушение ЭД. Поэтому ЭД постоянного тока средней и большой мощности снабжаются защитой от обрыва цепи возбуждения.

**Замыкание на землю обмотки ротора.** Как и для турбогенераторов, опасно замыкание на землю во второй точке обмотки возбуждения синхронного ЭД. Его защита от этого вида повреждения выполняется аналогично защите турбогенератора. Однако в соответствии с ПУЭ [17] такая защита не обязательна.

**Ненормальные режимы работы и защита от них.** Это превышение номинального тока ЭД. Опасно тепловое действие тока, которое определяет продолжительность перегрузки ( $t_{пер.с}$ ) и значения превышения тока ( $K$ ). Между ними существует взаимозависимость, а именно:  $t_{пер} = A/(K^2 - 1)$ , где  $A$  – коэффициент, зависящий от типа и исполнения ЭД. Для закрытых ЭД  $A = 250$ , для открытых  $A = 150$ .

Основные причины появления сверхтоков – это технологические перегрузки приводимых во вращение механизмов, понижение напряжения в питающей сети и последующее его восстановление. Для синхронных ЭД – асинхронный режим.

**Сверхтоки технологической перегрузки.** Защита от технологической перегрузки имеет выдержку времени и выполняется с действием на автоматическую разгрузку механизма, на сигнал или на отключение ЭД.

**Сверхтоки при понижении напряжения.** Момент вращения для асинхронных ЭД  $M_{вр} = K \cdot U_c^2$ , поэтому снижение  $U_c$ , например при КЗ в питающей сети, приводит к снижению  $M_{вр}$  и уменьшению числа оборотов ЭД. Он может даже остановиться. Будет происходить самозапуск ЭД при восстановлении напряжения. Токи самозапуска для большинства ЭД не опасны, т. к. они кратковременны. Однако при одновременном самозапуске многих ЭД, подключенных к одной сети, начальное значение восстанавливающегося напряжения оказывается  $U_{ост.сзн} < (0,55 - 0,7) U_n$ , что затрудняет восстановление нормальной работы. Поэтому часть малоответственных ЭД при понижении напряжения должны отключаться защитой минимального напряжения, чтобы облегчить самозапуск остальных ЭД. Может отключиться и часть ответственных ЭД, которые включаются устройством АПВ по окончании самозапуска неотключенных ЭД. Минимальную защиту напряжения необходимо устанавливать на ЭД механизмов, самозапуск которых недопустим по технологическим условиям или условиям техники безопасности.

**Сверхтоки при обрыве фазы.** Это повреждение чаще возникает при защите ЭД или его линии плавкими предохранителями. Поведение работающего ЭД после обрыва фазы (работа с пониженной скоростью или торможением) зависит от противодействующего момента механизма. При подключении к сети с оборванной фазой неподвижного ЭД будет протекать опасный начальный пусковой ток. Такое повреждение (отсутствие фазы) происходит очень редко и защита от работы ЭД на двух фазах не устанавливается, а ее функции выполняют защиты от перегрузок.

Защита от работы на двух фазах устанавливается на ЭД, если его повреждение приводит к большому ущербу.

Наиболее универсальной защитой ЭД напряжением до 1 кВ от всех ненормальных режимов, сопровождающихся возрастанием тока в связи с этим интенсивным нагревом ЭД, является встроенная температурная защита.

**Сверхтоки синхронных ЭД при асинхронном режиме.** Из выражения момента вращения синхронного ЭД  $M_{вр} = [K E_q \cdot U_c / (X_c + X_d'')] \sin \delta$  можно заключить, что устойчивая работа синхронного ЭД возможна только при механических нагрузках, при которых угол  $\delta$  между напряжением сети  $U_c$  и ЭДС электродвигателя  $E_q$  не превышает  $\pi/2$ . Дальнейшее увеличение нагрузки сопровождается переходом за угол  $\pi/2$ , снижением  $M_{вр}$  и возникновением асинхронного режима. Причинами уменьшения  $M_{вр}$  и возникновения в связи

с этим асинхронного режима является также снижение  $U_c$  и уменьшение  $i_b$  ЭД. При асинхронном режиме ток статора возрастает, а ротор и приводимый в движение механизм подвергаются действию знакопеременного момента, что может привести к их повреждению.

Синхронные ЭД напряжением до 1 кВ не имеют защиты от асинхронного режима. Ее функции выполняет защита от перегрузки по току статора. Специальная защита предусматривается на синхронных ЭД напряжением выше 1 кВ. Ее выполняют с действием на устройства ресинхронизации или на автоматическую разгрузку механизма. Защита может действовать и на отключение с повторным автоматическим пуском. При невозможности ресинхронизации или автоматической разгрузки ЭД защита действует на отключение с выдержкой времени.

## 7.2. Защита и автоматика асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ

Для асинхронных ЭД напряжением выше 1 кВ предусматриваются устройства релейной защиты, действующие при многофазных КЗ на выводах и в обмотках статора; перегрузках, вызванных технологическими причинами и затянувшимся пуском или самозапуском; исчезновении или длительном снижении напряжения. В необходимых случаях должна устанавливаться защита от однофазных замыканий на землю. Эти защиты выполняются с помощью вторичных реле прямого действия или реле косвенного действия на оперативном переменном токе. Наряду с защитой ЭД снабжаются устройствами АПВ и АВР.

**Защиты от многофазных КЗ.** Применяются в этом случае плавкие предохранители, токовые отсечки без выдержки времени и продольные дифференциальные защиты.

**Плавкие предохранители** могут использоваться при подключении ЭД к сети через выключатель нагрузки. Подробно о конструкциях плавких предохранителей и условиях их выбора изложено в рекомендованных источниках [1, 11, 16]. Дополнительное условие выбора предохранителей к рассмотренным – это условие самозапуска оставшихся в работе двигателей:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{перегр}} = \sum_1^m I_{\text{пуск}},$$

где  $\sum_1^m I_{\text{пуск}}$  – сумма пусковых токов самозапускающихся ЭД,  $m$  – число самозапускающихся ЭД.  $I_{\text{н.вст}} \geq I_{\text{пик}}/K_{\text{пер}}$  ( $K_{\text{пер}} = 1,6 \dots 3,75$ ).

**Токвая отсечка без выдержки времени** устанавливается на ЭД

мощностью  $P_{н.д} < 5000$  кВт, причем для ЭД  $P_{н.д} < 2000$  кВт она выполняется однорелейной, с включением реле на разность токов двух фаз. Если на ЭД мощностью  $P_{н.д} > 2000$  отсутствует защита от однофазных замыканий на землю, то их отключение при двойных замыканиях на землю осуществляется токовой отсечкой. В таком случае она выполняется трехфазной трехрелейной.

**Схемы токовых отсечек ЭД мощностью  $P_{н.д} < 2000$  кВт.** В схемах «а» и «б» (см. рис. 7.1) реле тока  $KA$  прямого действия и реле с переключающим контактом, дешунтирующим электромагнит отключения  $YAT$ . Применение насыщающегося трансформатора тока  $TLA$  в третьей схеме и промежуточного реле  $KL$  в последней схеме необходимо для уменьшения нагрузки на контакты реле тока. Ток срабатывания токовой отсечки выбирается с учетом отстройки от максимального пускового тока:

$$I'_{с.р} = K'_{отс} \cdot K_{сх}^{(3)} \cdot I_{пуск.мах} / K_A = \frac{K'_{отс} \cdot K_{сх}^{(3)} \cdot K_{пуск} \cdot I_{н.д}}{K_A}, \quad (7.1)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $K_{отс} = 1,8$  – для реле типа  $PT-80$ ,  $K_{отс} = 1,4$  – для реле типа  $PT-40$ ,  $K_{пуск}$  – кратность пускового тока, значение которого приводится в каталогах.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы:

$$K_{ч} = I_{кз.мин}^{(2)} / I_{с.з} \geq 2,$$

где  $I_{кз.мин}^{(2)}$  – минимальное значение тока двухфазного КЗ на выводах ЭД.

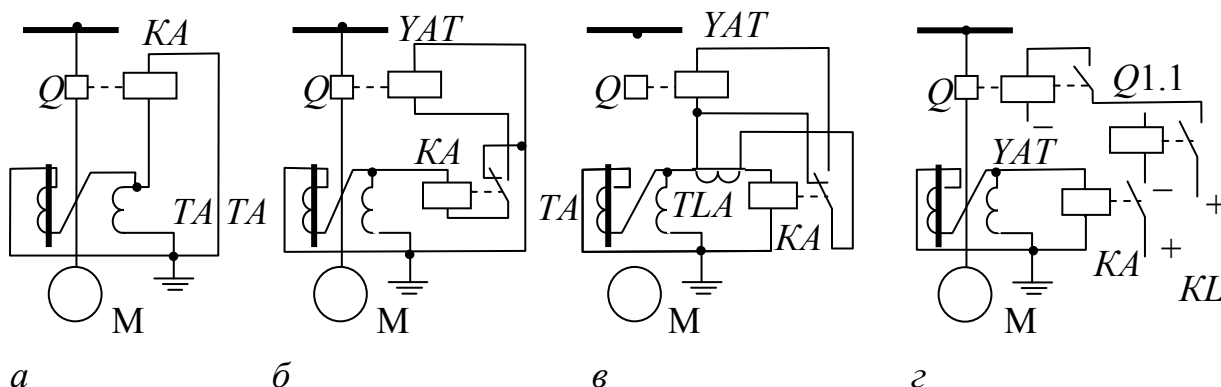


Рис. 7.1. Токовая отсечка на переменном и постоянном оперативном токе



**Продольная дифференциальная защита** устанавливается на ЭД мощностью  $P_{н.д} > 5000$  кВт и меньше, начиная с 3500 кВт, если токовая отсечка оказывается недостаточно чувствительной. Защита выполняется двухфазной двухрелейной. В трехфазном исполнении она рекомендуется, если ЭД мощностью  $P_{н.д} \geq 5000$  кВт не имеют быстродействующей защиты от замыкания на землю.

Схемы дифференциальной защиты ЭД выполняются аналогично схемам дифференциальной защиты генератора, в частности в виде двухфазной двухрелейной (см. рис. 7.2) и трехфазной трехрелейной (см. рис. 7.3). Первый вид защиты допускается при мощности ЭД до 30 МВт **при наличии защиты от двойных замыканий на землю**. По схеме рис. 7.2 для выполнения защиты используются трансформаторы тока  $TA11$ ,  $TA12$ , установленные со стороны шинных выводов и  $ТАП1$ , и  $ТАП2$  со стороны нейтрали. Верхние  $ТА$  располагают у выключателя и в зону защиты входит не только обмотка статора, но и соединение от выключателя со статором. В схемах защит используют различные реле: реле прямого действия типа  $РТМ$ , реле  $КА1$  и  $КА2$  косвенного действия типа  $РТ-40$  (см. рис. 7.2), реле с промежуточным насыщающимся трансформатором тока (реле  $КАТ$  типа  $РНТ-565$ , см. рис. 7.3), реле типа ДЗТ-11.

Расчет продольной дифференциальной защиты в общем случае сводится к определению тока срабатывания защиты и коэффициента чувствительности. Ток срабатывания защиты должен удовлетворять условию

$$I_{с.з} = K_{над} \cdot K_A \cdot I_{нб.рсч.мах} \cdot \quad (7.2)$$

Для определения  $I_{нб.рсч.мах}$  рассматривают два режима [22]:  
– трехфазное КЗ на шинах ЭД (при  $t = 0$ ), при этом (см. раздел 4.3)

$$I_{нб.рсч.мах} = \frac{K_{одн} \cdot K_{ап} \cdot \varepsilon \cdot I_{кз.вн.мах}^{(3)}}{100 \cdot K_A}; \quad (7.3)$$

– асинхронный режим (синхронные ЭД), при котором

$$I_{нб.рсч.мах} = \frac{K_{одн} \cdot K_{ап} \cdot \varepsilon \cdot I_{ур.мах}}{100 \cdot K_A}, \quad (7.4)$$

где  $I_{ур}$  определяется, как и при выборе  $I_{с.з}$  токовой отсечки, выражением (см. 4.3).

При выборе тока  $I_{с.з}$  принимается большее из двух условий – (7.3) и (7.4). Для уменьшения  $I_{нб.рсч.мах}$   $ТА$  подбирают с мало отличающимися характеристиками намагничивания, сопротивления плеч защиты

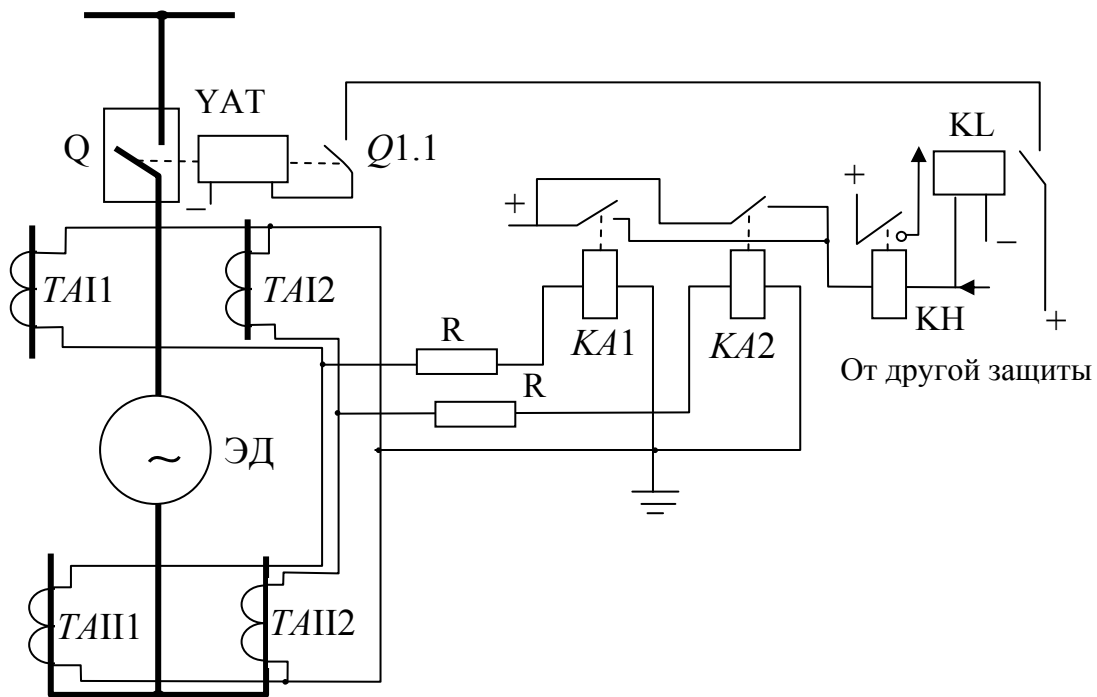


Рис. 7.2. Продольная дифференциальная защита асинхронного ЭД на реле *PT-40*

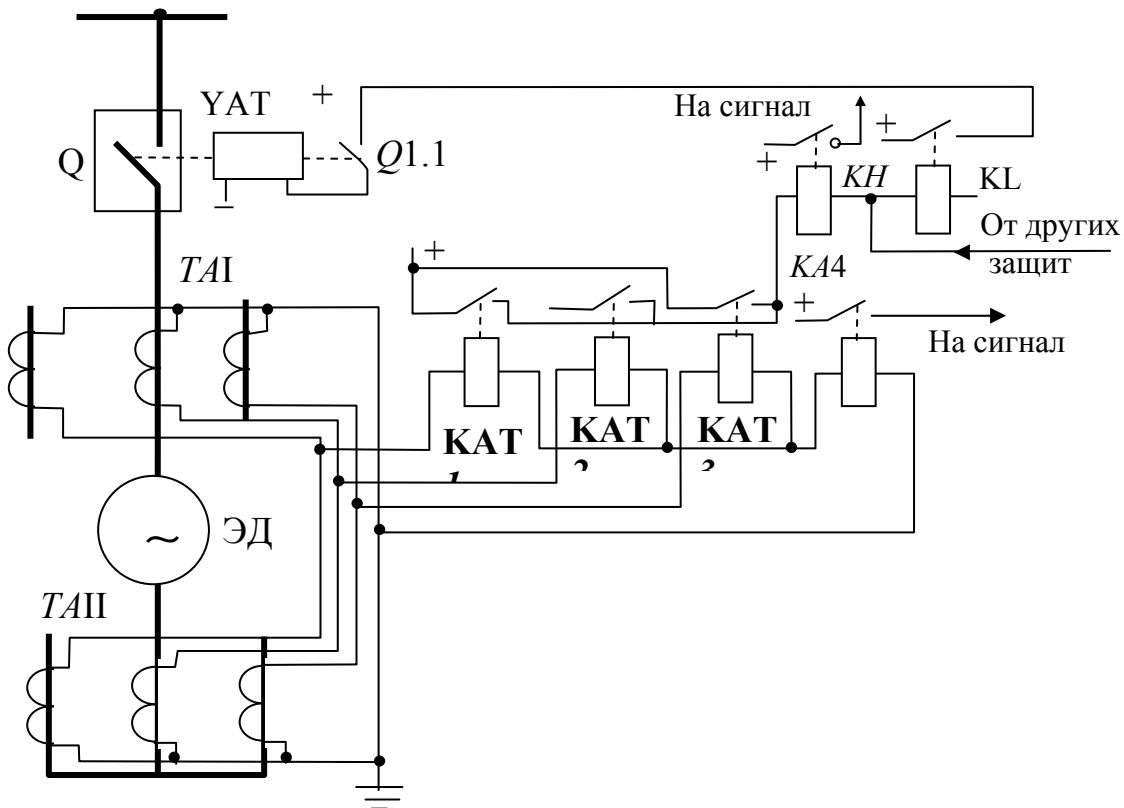


Рис. 7.3. Продольная дифференциальная защита асинхронного ЭД, включенного через промежуточные *НТА*

должны быть одинаковыми, при этом последовательно с реле тока включают добавочные резисторы  $R = 5...10$  Ом (рис. 7.2) или применяют реле типа РНТ–565 (рис. 8.2). В приведенных выражениях (7.3) и (7.4) коэффициенты  $K_{над} = 1,3$ ,  $K_{одн} = 0,5$ ,  $\varepsilon = 10$  %. Для реле типа РТМ и реле тока с добавочным резистором  $K_{ап} = 1,5...2$ , а для реле типа РНТ  $K_{ап} = 1,0...1,3$ . При этом  $I_{с.з} \leq 0,75 \cdot I_{н.д}$ . В нулевой провод схемы защиты с реле РНТ (рис. 7.3) включено реле КА4, сигнализирующее о появлении обрыва во вторичных цепях ТА  $I_{ср} = 0,2 \cdot I_{н.д}/K_A$ . Для исключения срабатывания сигнализации при внешних КЗ ее выдержка времени должна быть больше выдержки времени ЭД от внешних КЗ  $K_ч \geq 2,0$ .

**Расчет дифференциальной защиты**, выполненной на реле РНТ-565. Параметры защиты выбираются из условия ее надежного несрабатывания в режиме пуска, самозапуска и при внешних КЗ:

$$I_{с.р} = K_{отс} \cdot I_{нб*} \cdot I_{пск.мах} / K_A,$$

где  $K_{отс} = 1,1$ ,  $I_{нб*} = 0,37$  – для схемы соединения ТА «неполная звезда–неполная звезда»;  $I_{нб*} = 0,30$  – для схемы соединения «звезда–звезда»;  $I_{нб*} = 0,32$  – для схемы соединения «звезда–треугольник»;  $I_{нб*} = 0,45$  – для схемы соединения «неполная звезда–треугольник»;  $I_{пск.мах}$  – наибольшее действующее значение тока, протекающего через ТА в режиме пуска или самозапуска.

Для отстройки от токов небаланса при переходных режимах, а также от обрыва в токовых цепях ТА  $I_{с.з}$  рекомендуется применять не меньше  $2 I_{н.д}$ .

Число витков рабочей обмотки реле

$$W_{раб} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р}},$$

где  $F_{с.р} = 100$  А витка – МДС срабатывания реле РНТ-565.

Принимается ближайшее меньшее число витков. Для повышения чувствительности защиты целесообразно использовать реле с торможением. Реле ДЗТ–II позволяет принимать  $I_{с.з.мин}$  при отсутствии торможения  $(0,75...1,4) \cdot I_{н.д}$ . На ЭД может быть использована защита, входящая в комплект устройства ЯРЭ-2201 [1], при этом можно достичь  $I_{с.з.мин} = 0,5 \cdot I_{н.д}$ .

Проверка чувствительности производится по току двухфазного КЗ на выводах обмотки статора. При этом  $K_ч \geq 2,0$ .

Расчет дифференциальной защиты двигателя, выполненной на реле типа ДЗТ–11, описан в [13].

**Защита от замыканий на землю в обмотке статора.** Она предусматривается на ЭД соответствующей мощности при  $I_3 \geq 5$  А, а при  $I_3 < 5$  А – желательна. Реле защиты подключается к однострансформаторному фильтру тока нулевой последовательности. Если число кабелей, соединяющих РУ с ЭД, больше трех, то используются ТА нулевой последовательности с подмагничиванием переменным током, см. раздел 1.4 и [7, 13, 22]. Первичный ток срабатывания защиты, выполненной на трансформаторах нулевой последовательности без подмагничивания, выбирается из условия отстройки защиты от броска емкостного тока при внешних замыканиях на землю

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_c,$$

где  $K_{отс} = 1,3$ ;  $K_{бр} = 2,5...3,0$  – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока;  $I_c$  – собственный емкостный ток присоединения. Его значение можно определить по выражению

$$I_c = (U_n \cdot l/n) K_{нагр},$$

где  $U_n$  – линейное напряжение, кВ;  $l$  – длина кабеля, км;  $n = 10$  при сечении кабеля до  $50 \text{ мм}^2$ ;  $n = 6...8$  – при больших сечениях;  $K_{нагр}$  – коэффициент, учитывающий влияние нагрузки.

По [1]  $I_c$  может быть определен по выражению

$$I_c^{(1)} = \omega \cdot C_d \cdot U_{н.ф},$$

где  $C_d$  – емкость фазы ЭД;  $U_{н.ф}$  – фазное напряжение.

Значение  $C$  сообщается заводом-изготовителем ЭД. При отсутствии таких данных  $C$  определяется по формулам [18, 19] для неявно полюсных синхронных и асинхронных ЭД. Для ЭД с короткозамкнутым ротором

$$C_d = \frac{0,0187 \cdot S_{н.д} \cdot 10^{-6}}{1,2 \sqrt{U_n \cdot (1 + 0,08 \cdot U_n)}} \quad (7.5)$$

$$(S_{н.д} \text{ в МВА, } U_n \text{ в кВ});$$

для остальных ЭД

$$C_d = \frac{40 \cdot S_{н.д}^{3/4} \cdot 10^{-6}}{3(U_n + 3600)n_{н.д}^{3/4}}, \quad (7.6)$$

где  $n_{н.д}$  – номинальная частота вращения ротора (об/мин).

Защиту следует выполнять без выдержки времени, а отстройку от токов переходного процесса обеспечивать выбором коэффициента отстройки (надежности). Ток срабатывания при этом не должен превышать 10 А для ЭД мощностью  $P_{н.д} \leq 2000$  кВт и 5 А для ЭД мощностью  $P_{н.д} > 2000$  кВт.

**Защита от перегрузки** выполняется на ЭД, подверженных перегрузке по технологическим причинам, а также на ЭД с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска длительностью 20 с и более. Перегрузка является симметричным режимом, поэтому защита от нее выполняется одним реле, включенным в любую фазу ЭД [17]. Реле не должно срабатывать в нормальном режиме работы ЭД, т. е.

$$I_{с.р}''' \geq K_{отс}''' \cdot K_{сх}^{(3)} \cdot I_{н.д} / (K_B \cdot K_A). \quad (7.7)$$

( $K_{сх} = 1,0$  при включении реле на фазные токи,  $K_{сх} = \sqrt{3}$  – при включении реле на разность фазных токов).

Реле должно приходить в действие при пусках ЭД, т. е.

$$I_{с.р}''' \leq 0,75 \cdot K_{сх}^{(3)} \cdot I_{пуск} / K_A. \quad (7.8)$$

В расчетах принимают значения  $K_B = 0,8$ ,  $K_{отс}''' = 1,1 \dots 1,2$ .

Несрабатывание защиты в нормальном режиме пуска и самозапуска обеспечивается выбором выдержки времени в независимой части характеристики  $t_{с.з}''' = 10 \dots 15$  с. Могут использоваться полупроводниковые реле с зависимой характеристикой выдержки времени.

**Защита от потери питания** устанавливается для предотвращения повреждения электродвигателей, затормозившихся в результате кратковременного или длительного снижения напряжения, при восстановлении питания, а также для обеспечения требований техники безопасности и условий технологического процесса. Защита выполняется групповой для каждой секции шин.

В зависимости от требований по быстрдействию и от соотношения числа синхронных и асинхронных электродвигателей, присоединенных к одной секции шин, защиты подразделяются на две группы:

- защита минимального напряжения;
- защита минимального напряжения и минимальной частоты с блокировкой по направлению мощности.

Для правильного выбора типа защиты от потери питания все электродвигатели целесообразно разделить на две группы по степени ответственности каждого механизма, проанализировать режимы, приводящие к снижению или перерыву питания, оценить возможность самозапуска.

**Защита минимального напряжения** выполняется двухступенчатой. Первая ступень предназначена для облегчения самозапуска ответственных ЭД, она отключает ЭД неответственных механизмов. Напряжение первой ступени устанавливается на уровне  $U'_{с.з} = 0,7 U_n$ , а выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующей защиты от многофазных КЗ:  $t'_{с.з} = 0,5 \dots 1,5$  с.

Вторая ступень защиты отключает часть электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых недопустим по условиям техники безопасности или из-за особенностей технологического процесса. Напряжение срабатывания второй ступени не превышает  $U''_{с.з} = 0,5 U_n$ , а выдержка времени принимается  $t''_{с.з} = 10 \dots 15$  с. Схемы защит минимального напряжения выполняются таким образом, чтобы исключить ее ложное действие при нарушениях во вторичных цепях трансформаторов напряжения.

Наиболее простая однорелейная схема защиты – применяется только при использовании реле прямого действия РНВ. Одна из таких схем показана на рис. 7.4. [12]. В схеме используются минимальные реле напряжения  $KVT1 \dots KVT4$ , установленные на четырех электродвигателях М1-М4. Для повышения надежности в схеме защиты:

фаза *в* цепей напряжения заземлена не наглухо, а через пробивной предохранитель FV, поэтому при однофазных замыканиях на землю фаз *а* и *с* установленные в цепях автоматические выключатели SF1 и SF2 не отключаются;

приборы и счетчики подключены к цепям напряжения через отдельный автоматический выключатель SF3 с мгновенным расцепителем, поэтому КЗ в цепях измерительных приборов устраняются раньше, чем сработают реле KVT;

между фазами *а* и *с* включен конденсатор емкостью  $C = 30$  мкФ, через который подается напряжение на соответствующее реле KVT после отключения автоматического выключателя SF1.1 или SF2.1 при двухфазных КЗ в цепях защиты; при замыкании между фазами *а* и *в* или *а* и *с* отключается автоматический выключатель SF1, имеющий мгновенный расцепитель (автоматический выключатель SF2 имеет тепловой расцепитель и при замыкании между фазами *а* и *с* отключиться не успевает), и напряжение на реле KVT1 и

*KVT2* при этом поступает через конденсатор *C* от фазы *a*; при замыкании между фазами *b* и *c* отключается автоматический выключатель *SF2* и напряжение на реле *KVT3* и *KVT4* поступает через конденсатор от фазы *a*; подаваемого через конденсатор напряжения достаточно для возбуждения реле *KVT*, поэтому ложного действия защиты не происходит.

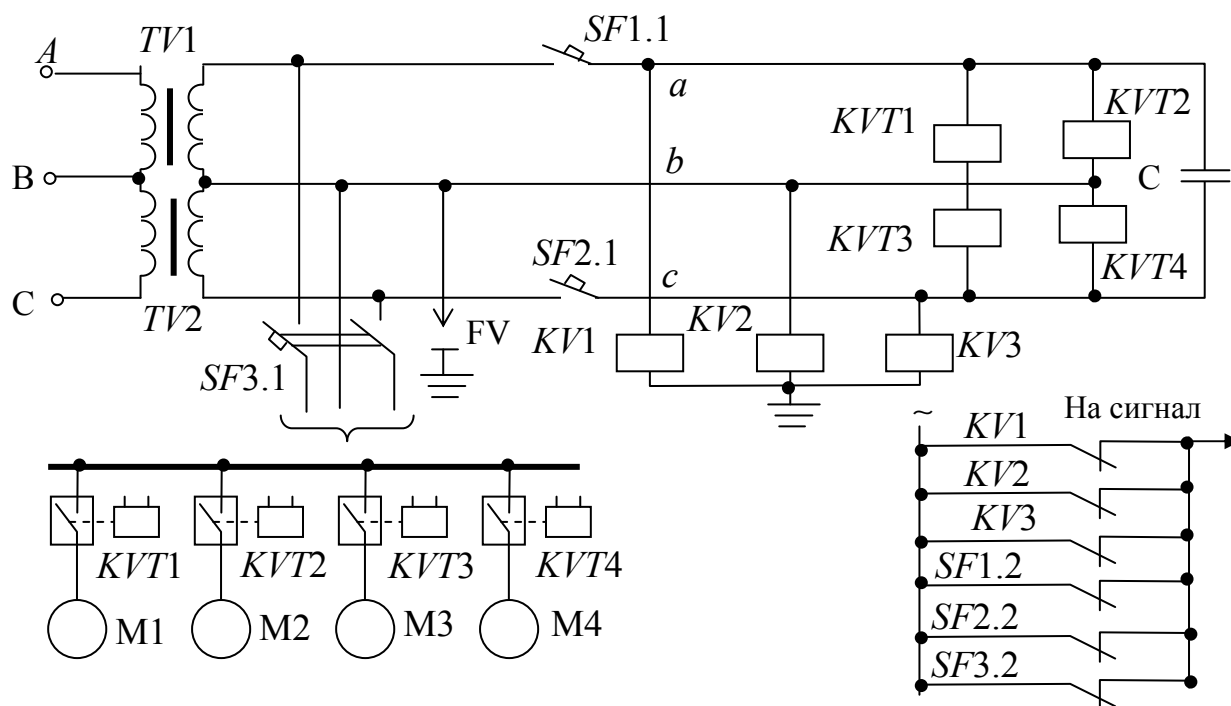


Рис. 7.4. Минимальная защита напряжения электродвигателей напряжением выше 1 кВ

Сигнализация неисправности цепей напряжения осуществляется контактами реле напряжения *KV1...KV3* и вспомогательными контактами автоматических выключателей *SF1...SF3*.

Защита минимального напряжения с реле косвенного действия выполняется обычно групповой, т. е. действующей на отключение группы двигателей. Наиболее проста и наименее надежна схема с одним реле в каждой ступени, включенным на междуфазное напряжение. Более надежны схемы с двумя реле, питаемыми от разных трансформаторов напряжения либо от разных междуфазных напряжений одного трансформатора напряжения, а также трехрелейные.

Две такие схемы изображены на рис. 7.5 и 7.6. И та, и другая схемы выполняют функции первой и второй ступени и обеспечивают сигнализацию и блокировку защиты при нарушении цепей напряжения. В качестве измерительных органов в схеме рис. 7.5 применены мини-

мальные реле напряжения  $KV1-KV4$ . При срабатывании только реле  $KV1-KV3$  действует первая ступень защиты и с выдержкой времени реле  $KT1$  производит отключение неответственных электродвигателей.

При срабатывании и реле  $KV4$  может подействовать и вторая ступень, если после действия первой ступени напряжение не сможет восстановиться к моменту срабатывания реле  $KT2$ .

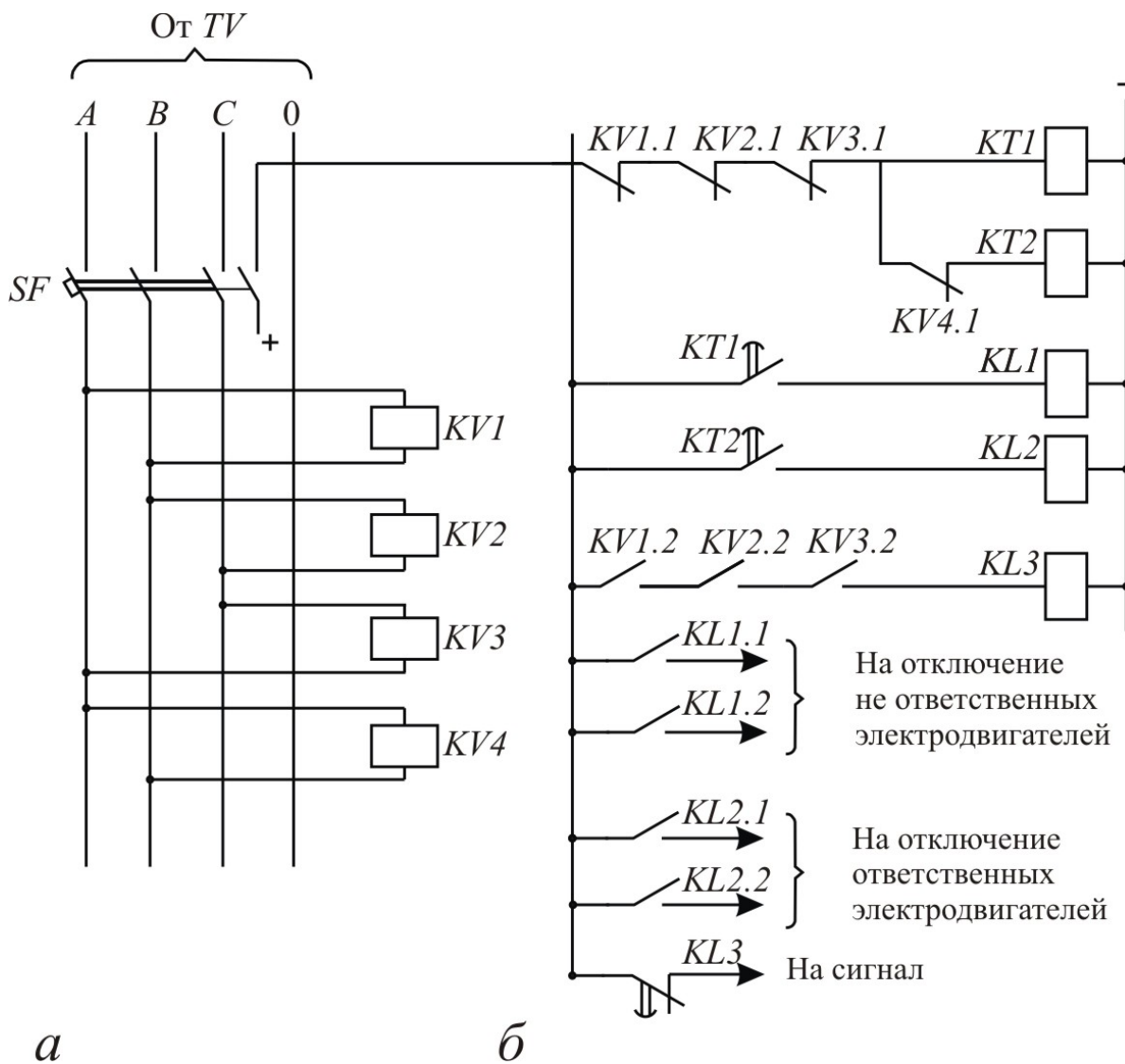


Рис. 7.5. Схема групповой минимальной защиты напряжения электродвигателей 6-10 кВ

При нарушении цепей напряжения, например, при перегорании одного или двух предохранителей со стороны высшего напряжения трансформатора напряжения  $TV$  защита не действует, так как не все реле напряжения  $KV1-KV3$  срабатывают, но появляется сигнал с вы-



держкой времени реле  $KL3$ . В нормальном режиме контакты  $KV1.2$ ,  $KV2.2$  и  $KV3.2$  замкнуты и реле  $KL3$  находится в возбужденном состоянии, его контакт  $KL3$  разомкнут. При нарушении цепей напряжения одно или два минимальных реле напряжения срабатывают и размыкают цепь обмотки реле  $KL3$ . Реле возвращается и подает сигнал.

В схеме рис. 7.6 измерительный орган первой ступени содержит два реле: максимальное реле напряжения обратной последовательности  $KV1$  вместе с фильтром  $ZV$  и минимальное реле напряжения  $KV2$ . Реле  $KV1$  срабатывает при нарушении цепей напряжения и выводит защиту из действия (размыкает контакт  $KV1.1$ ) и через реле  $KL3$  (закрывает контакт  $KVJ.2$ ) подает сигнал.

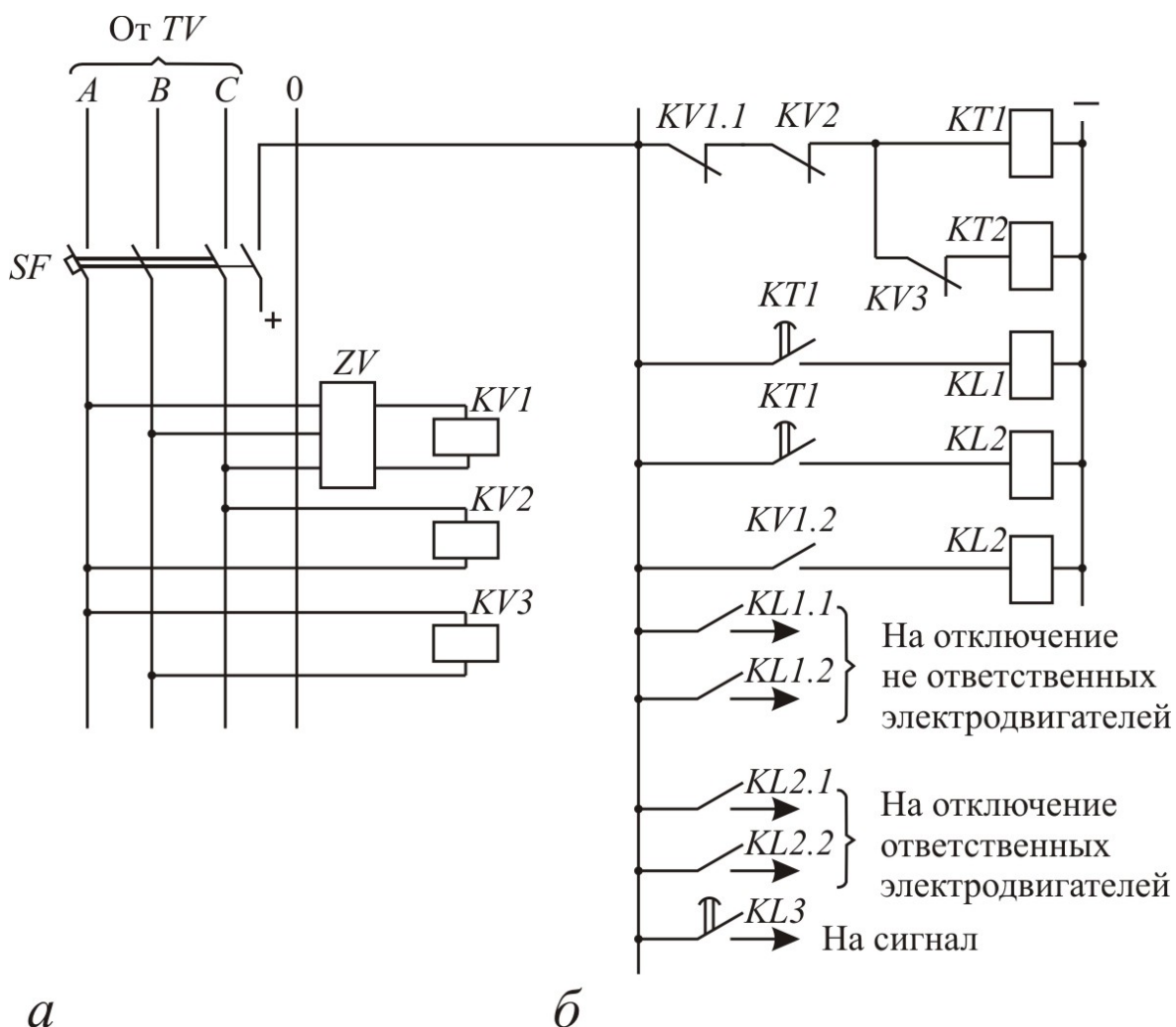


Рис. 7.6. Схема групповой минимальной защиты напряжения с реле обратной последовательности для электродвигателей 6-10 кВ

При пусках и самозапусках электродвигателей, когда напряжение может значительно снизиться, реле  $KV1$  не срабатывает и действие защиты не блокируется. Вторая ступень, как и в предыдущей схеме, в качестве измерительного органа использует одно минимальное реле напряжения  $KV3$ .

Для действия второй ступени необходимо, чтобы сработали реле  $KV2$ ,  $KV3$ , а реле  $KV1$  оставалось в исходном состоянии. С помощью реле времени  $KT1$  и  $KT2$  создаются выдержки времени первой и второй ступени. Оперативный ток к защите подводится через вспомогательный контакт автоматического выключателя  $SF$ , тем самым при его отключении защита выводится из действия.

**Устройства АПВ и АВР.** Устройства АПВ предусматриваются на ответственных ЭД, отключаемых защитой минимального напряжения для обеспечения самозапуска других ответственных ЭД. Одна из схем группового УАПВ показана на рис. 7.7. Устройство начинает

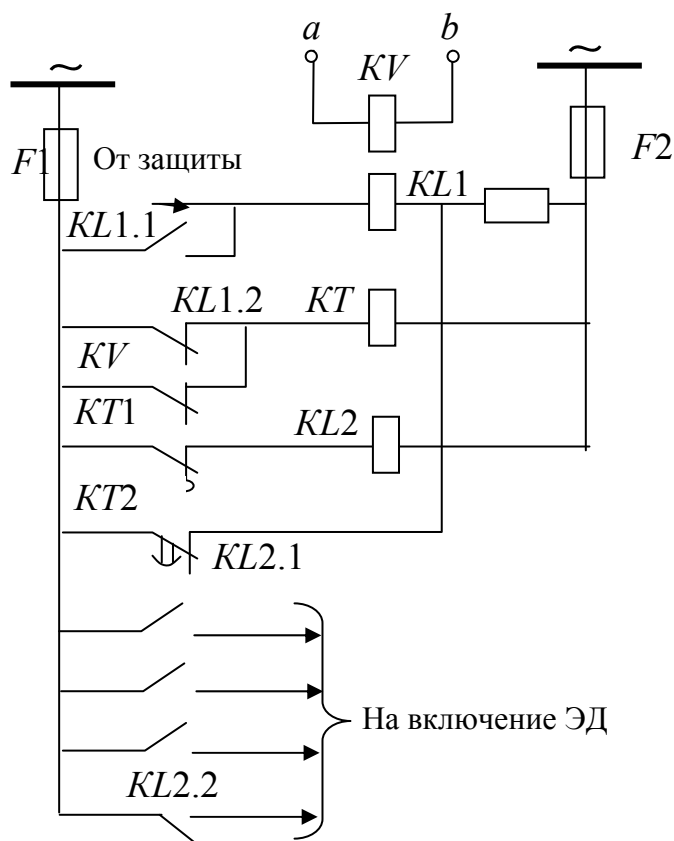


Рис. 7.7. Схема УАПВ электродвигателей напряжением выше 1 кВ

работать при действии защиты минимального напряжения. Отключая ЭД, защита одновременно включает промежуточное реле  $KL1$ , которое затем самоудерживается контактом  $KL1.1$ . После восстановления

напряжения до  $U = (0,8...0,9) U_n$  реле напряжения  $KV$  запускает реле времени  $KT$  (типа ЭВ–225 или ЭВ–245), которое импульсным контактом  $KT1$  кратковременно замыкает цепь обмотки выходного реле  $KL2$ . Для надежного включения выключателей возврат реле  $KL2$  должен происходить через время  $t_{в.р} > 0,1...0,2$  с после его срабатывания. Это условие обеспечивается тем, что время замкнутого состояния импульсного контакта  $KT1$  реле времени составляет:  $t = 0,45...0,65$  с (реле ЭВ–225) или  $t = 1,0...1,5$  с (реле ЭВ–245). Контакт  $KT2$  реле времени служит для возврата схемы в исходное состояние.

Индивидуальное АПВ электродвигателей может выполняться с применением реле  $PПВ–358$  и дополнительного реле, контролирующего наличие напряжения на шинах питания. Включающие воздействия в схемах УАПВ электродвигателей подаются через контакты ключей управления, замкнутые в положение «Включено», чтобы исключить возможность запуска ЭД, отключенных персоналом до момента снижения напряжения.

На рис. 7.8 показана схема УАВР, выполненная применительно к установке с тремя электродвигателями, подключаемыми к источникам питания выключателями с пружинно-грузовым приводом.

Схема управления каждого из трех ЭД выполняется в соответствии с рис. 7.8, б. В этой схеме натяжение пружин привода осуществляется только перед включением выключателя. При этом исключаются длительное пребывание пружин в заведенном состоянии и возможность самопроизвольного включения выключателя. Любой из трех электродвигателей может быть рабочим или резервным. Это устанавливается избирательным ключом управления  $SA1$ , положения которого на рис. 7.8, б обозначены Р (резерв), М (местное управление) и Д (дистанционное управление). Ключ  $SA2$  служит для дистанционного управления пуском и остановом ЭД, а кнопочные выключатели  $SB1$  и  $SB2$  – для местного управления. Реле  $KCC$  осуществляет пуск электродвигателя при действии устройства АВР. Рабочий ЭД должен иметь дистанционное и местное управление, а резервный – пуск только от устройства АВР и дистанционное и местное управления остановом. Для достижения этого в схеме рабочего ЭД ключ  $SA1$  находится в положении Д, а ключ  $SA2$  – в нейтральном положении (после включения). При этом замкнуты контакты  $SA1.2$ ,  $SA1.4$  и  $SA2.3$ . В схеме резервного электродвигателя ключ  $SA1$  находится в положении Р, а ключ  $SA2$  – в нейтральном положении (после отключения). Замкнутыми оказываются контакты  $SA1.3$  и  $SA1.4$ . Как в той, так и в другой схеме (рис. 7.8, б) все реле не возбуждены.

В общих цепях УАВР (рис. 7.8, а) возбуждено реле  $KВ$  запрета ав-

томатики, обеспечивающее однократность действия УАВР. Его контактом КВ готовится цепь обмотки реле включения резерва КСС.

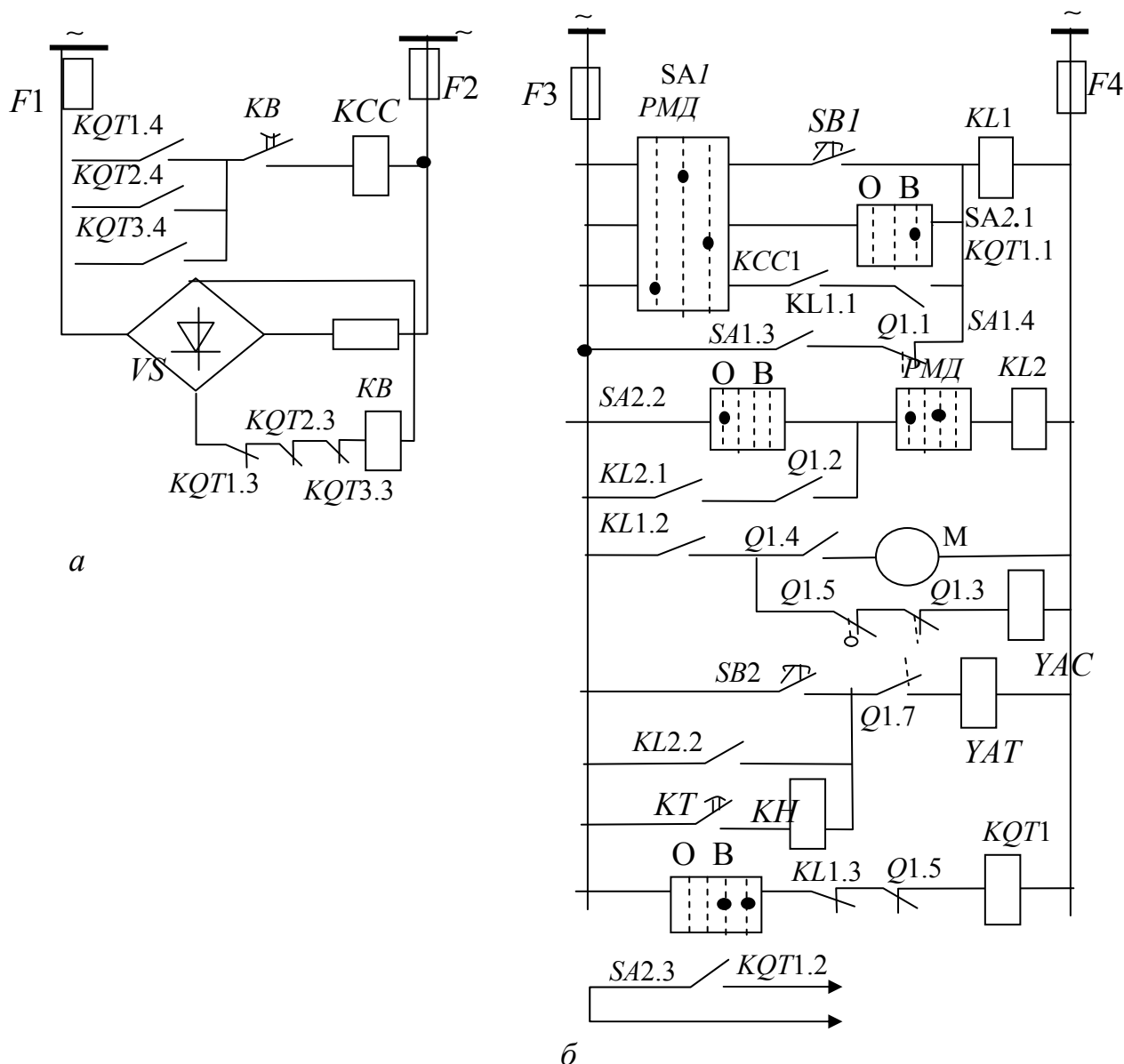


Рис. 7.8. Схема устройства АВР электродвигателей напряжением выше 1 кВ

При аварийном включении рабочего ЭД в цепях его управления замыкается цепь несоответствия, образованная контактом SA2.3 ключа SA2

и вспомогательным контактом Q1.5 в цепи обмотки реле KQT1. Реле срабатывает контактом KQT1.1, размыкает цепь автоматического пуска ЭД контактом KQT1.2, замыкает цепь аварийной сигнализации. В общих цепях схемы УАВР реле контактом KQT1.3 размыкает цепь обмотки реле блокировки KB и контактом KQT1.4 замыкает

цепь обмотки реле включения резерва  $KCC$ . Реле срабатывает и замыкает контакты  $KCC$  в цепях управления всех ЭД. Однако при этом замкнутой оказывается только цепь обмотки реле  $KL1$  в схеме резервного ЭД (контакт  $S1.1.3$  ключа  $SA1$  и контакт реле  $KCC1$  и  $KQT1.1$ ), которое после срабатывания самоудерживается контактом  $KL1.1$  и подает (контактом  $KL1.2$ ) напряжение на электродвигатель  $M$  заводящей пружины привода. По окончании завода пружин конечный выключатель  $Q1.4$  отключает электродвигатель  $M$ , вспомогательный контакт готовности привода  $Q1.6$  замыкает цепь электромагнита включения  $YAC$  и выключатель резервного ЭД включается. При этом самоудерживание реле  $KL1$  прекращается (размыкается контакт  $Q1.1$ ). Промежуточное реле  $KL2$  действует в случае дистанционного отключения ЭД.

Все ЭД имеют защиту от перегрузки, выполненную на первичном оперативном токе (реле тока с зависимой характеристикой, контакт  $KT$  которого и указательное реле  $KH$  показаны на рис. 7.8, б). Защиты от КЗ и от понижения напряжения выполняются с помощью реле прямого действия, встроенных в приводы выключателей (на рис. 7.8 не показаны).

### 7.3. Защита и автоматика синхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ

**Релейная защита.** Для синхронных ЭД предусматриваются те же защиты, что и для асинхронных, однако при выборе параметров токовой отсечки и продольной дифференциальной защиты учитываются дополнительные условия. Кроме того, синхронные ЭД должны иметь защиту от асинхронного режима и защиту от потери питания. При наличии устройств АГП защиты, действующие на отключения ЭД, должны действовать также на УАГП.

**Токовая отсечка.** При выборе тока срабатывания наряду с условием (7.1) необходимо обеспечить отстройку от сверхпереходного тока  $I''_d$ , посылаемого электродвигателем в точку повреждения при трехфазном КЗ на шинах, к которым он подключен. Для определения тока срабатывания в выражение (7.1) необходимо вместо  $I_{пуск.маx}$  ввести значение  $I''_d = (E''_q / X''_d) \cdot I_{н.д}$ , где  $E''_q$  и  $X''_d$  – сверхпереходные ЭДС и сопротивление электродвигателя. Если ЭД подключен к шинам через постоянно включенный реактор с сопротивлением  $X_p$ , то при определении тока  $I''_d$  необходимо принимать  $(X''_d + X_p)$ .

**Продольная дифференциальная защита.** Как и для токовой отсечки, при выборе тока срабатывания продольной

дифференциальной защиты необходимо исключить ее действие не только при пусках ЭД, но и при внешних КЗ В этом случае, определяя максимальный расчетный ток небаланса по выражению (4.4), необходимо вместо  $I_{\text{кз.вн.мах}}^{(3)}$  взять ток  $I_{\text{д}}''$ .

**Защита от потери питания.** При потере питания и действии устройств АПВ и АВР происходит несинхронное включение синхронных ЭД. Ток несинхронного включения может значительно превышать значение пускового тока, поэтому такие включения не всегда допустимы по условию предотвращения повреждения ЭД. Кроме того, при несинхронном включении возбужденного ЭД снижается вероятность его ресинхронизации. Из сказанного следует, что при потере питания может возникнуть необходимость отключать синхронные ЭД или снимать с них возбуждение с последующей ресинхронизацией. Это возлагается на защиту от потери питания, рассмотренную выше (см. выражение 6.8).

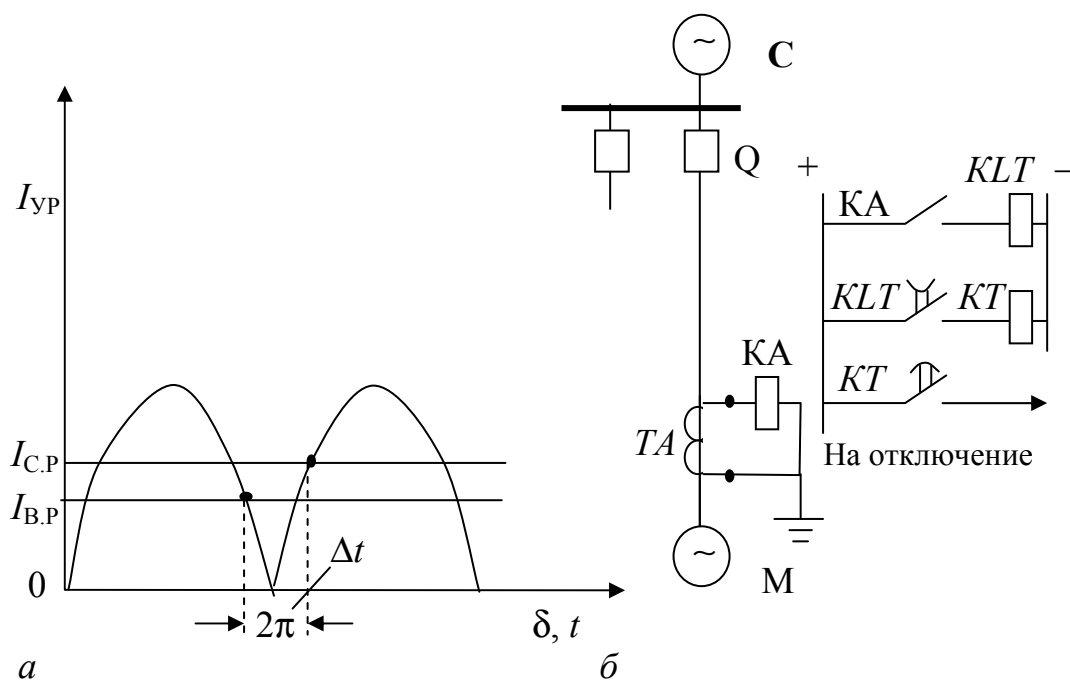


Рис. 7.9. Защита синхронного электродвигателя от асинхронного режима

**Защита от асинхронного режима.** Ее выполняют одним из следующих способов [17]: с помощью реле, реагирующего на увеличение тока в обмотке статора; с помощью устройства, реагирующего на появление переменного тока в обмотке ротора; с помощью устройства, действующего на принципе отсчета числа электри-

ческих проворотов ротора при асинхронном режиме. Известны и другие способы.

Распространение получила защита, реагирующая на увеличение тока в обмотке статора. При асинхронном режиме в обмотке статора проходит уравнивающий ток, действующее значение которого

$$I_{ур} = [2 \cdot U_c / (X_c'' + X_d'')] \cdot \sin \frac{\delta}{2}.$$

Это выражение получено в предположении, что ЭДС системы и электродвигателя равны напряжению сети  $U_c$ , а в расчетную схему входят переходное сопротивление электродвигателя  $X_d''$  и переходное сопротивление системы  $X_c''$ .

Характер изменения тока  $I_{ур}$  в зависимости от угла  $\delta$  показан на рис. 7.9, а, из которого следует, что если от асинхронного режима использовать максимальную токовую защиту с независимой выдержкой времени, то она не будет действовать, т. к. измерительное реле тока периодически размыкает контакты и в пределах каждого цикла биения держит их разомкнутыми в течение времени  $\Delta t$ . Поэтому для обеспечения непрерывной подачи напряжения на обмотку реле времени в схему защиты вводят промежуточное реле  $KLT$  с замедлением при возврате (рис. 7.9, б). Время возврата  $t_{в.р}$  принимают большим, чем время  $\Delta t$ . Применяется защита в однофазном исполнении. Ток срабатывания защиты  $I_{с.з} = (1,3 \dots 1,4) I_{н.д}$ . При выборе выдержки времени должно соблюдаться условие  $t_{в.р} = (1,2 \dots 1,5) \text{ с}$ .

Для электродвигателей с отношением короткого замыкания (ОКЗ), равным единице и более, можно использовать защиту с зависимой характеристикой выдержки времени. Для ее выполнения достаточно иметь одно реле РТ-80. При возникновении асинхронного режима оно приходит в действие и в течение времени  $\Delta t$  не успевает возвратиться. Поэтому по истечении некоторого времени реле срабатывает. Функции защиты от асинхронного режима может также выполнять защита от перегрузки. Если защита от асинхронного режима осуществляет ресинхронизацию ЭД, то предусматривается такая последовательность операций: снятие с ЭД возбуждения и перевод его в асинхронный режим, подача возбуждения после достижения ротором ЭД подсинхронной частоты вращения.

Рассмотренные защиты от асинхронного режима могут допускать ложные срабатывания при резкопеременных нагрузках на валу ЭД, вследствие того что характер изменения тока статора и тока ротора при этом мало отличается от характера изменения токов при асинхронном режиме. Предложены защиты, способные выявить асинхронный режим

и при резкопеременных ударных нагрузках. Такой, например, является защита, реагирующая на изменение угла между векторами напряжения сети и ЭДС электродвигателя [9]. Наряду с ложными срабатываниями при резкопеременных нагрузках на валу ЭД защита, реагирующая на увеличения тока в обмотке статора, не всегда удовлетворяет требованиям чувствительности. В связи с этим предложена импульсная защита, основанная на контроле фазового угла статора [9]. В синхронном режиме этот угол не превышает  $\pm 25^\circ$ . При нарушении синхронизма он значительно возрастает. Экспериментально определена угловая зона срабатывания защиты. Она принята от  $30$  до  $90^\circ$ . Защита, выполненная с использованием указанного принципа, рассмотрена в [12].

**Устройства автоматики.** Устройства противоаварийной автоматики (УАПВ и УАВР) синхронных ЭД работают в несколько иных условиях, чем аналогичные устройства асинхронных ЭД. При действии УАПВ и УАВР происходит несинхронное включение синхронных электродвигателей, сопровождающееся токами, которые могут значительно превышать пусковой ток. Поэтому перед включением ЭД производится частичное гашение его поля, с тем чтобы напряжение на его выводах не превышало  $U_d < (0,5...0,6) U_n$  [9]. Если расчеты показывают, что кратности тока и момента при несинхронном включении не превышают допустимых значений, то устройства АПВ и АВР могут включать ЭД при полном возбуждении. Действия устройств АПВ и АВР согласуются с действием защиты от потери питания.

Устройства автоматического регулирования возбуждения [9]. Системы возбуждения синхронных ЭД выполняют аналогично системам возбуждения синхронных генераторов. Систему возбуждения выбирают на основе технико-экономического анализа. Для ЭД средней мощности предпочтительнее система возбуждения с полупроводниковыми выпрямителями перед системой возбуждения с генератором постоянного тока. Бесщеточная система возбуждения рекомендуется для ЭД, работающих на взрывоопасных и сильно запыленных помещениях.

На синхронных электродвигателях обязательно предусматриваются устройства автоматического регулирования возбуждения. Они выполняются в основном на тех же принципах, что и УАРВ генераторов. Однако, задачами УАРВ синхронных электродвигателей в общем случае являются как поддержание заданного напряжения на шинах подстанции, так и поддержание других параметров: заданного коэффициента мощности  $\text{tg}\varphi$ , отдаваемой реактивной мощности. Для различных



условий работы и разных систем возбуждения разработан ряд схем УАРВ. В простейшем случае это устройство релейной форсировки.

Для электродвигателей с непрерывно изменяющейся реактивной нагрузкой и электромашиным возбуждением рекомендуется осуществлять компаундирование с коррекцией напряжения и коэффициента мощности ( $\text{tg}\varphi$ ), а также автоматически ограничивать возбуждение, если напряжение ротора или ток статора достигают максимально допустимых значений. Компаундирование с коррекцией напряжения уже рассматривалось. Корректором коэффициента мощности может служить схема сравнения абсолютных значений двух величин, так как направление ее выходного тока зависит от угла  $\varphi$ . Этот ток подается в обмотку управления магнитного усилителя  $\text{tg}\varphi$ , входящего в электромагнитный корректор напряжения. Схема настраивается на отсутствие выходного тока при соответствии  $\text{tg}\varphi$  заданному значению, отклонение от которого приводит к изменениям выходного тока регулятора в необходимую сторону.

Принципиальная схема, осуществляющая ограничение напряжения возбуждения (ротора)  $U_{\text{в}}$  и тока статора  $I_{\text{д}}$  приведена на рис. 7.10, а. В зависимости от того, какое из напряжений  $U_{\text{в}}$  или  $U_1 = R \cdot I_{\text{д2}}$  является большим, оно и подается на вход элемента задержки по времени  $AT$ . Меньшее напряжение на вход  $AT$  не поступает, т. к. соответствующий диод  $VD1$  или  $VD2$  в цепи меньшего напряжения закрыт.

Задержка по времени необходима для того, чтобы ограничитель не препятствовал кратковременной форсировке возбуждения. Выходное напряжение  $AT$  сравнивается с напряжением  $U_{\text{с}}$  сети на входе магнитного усилителя  $AL1$ , выход которого через выпрямитель  $VS4$  соединен с выпрямителем  $VS1$  тока нелинейного элемента электромагнитного корректора напряжения  $APV$ .

В нормальном режиме работы выходное напряжение ограничителя  $U_0$  невелико, поэтому диоды выпрямителя  $VS4$  закрыты, а диоды  $VS1$  открыты. Магнитный усилитель  $AL2$  управляется разностью токов  $I_{\text{л}} - I_{\text{нл}}$ . При достижении предельно допустимых значений  $U_{\text{в}}$  или  $I_{\text{д}}$  напряжение  $U_0$  возрастает, открывая диоды выпрямителя  $VS4$  и закрывая диоды  $VS1$ . После этого магнитный усилитель  $AL2$  начинает управляться разностью токов  $I_{\text{л}} - I_0$ . Возрастанию тока  $I_0$  соответствует снижение тока регулятора  $I_{\text{рег}}$ , подводимого к обмотке возбуждения  $LM$ .

Для синхронных электродвигателей большой мощности с резко изменяющейся нагрузкой и тиристорной системой возбуждения разработано устройство АРВ (рис. 7.10, б), имеющее разные характеристики

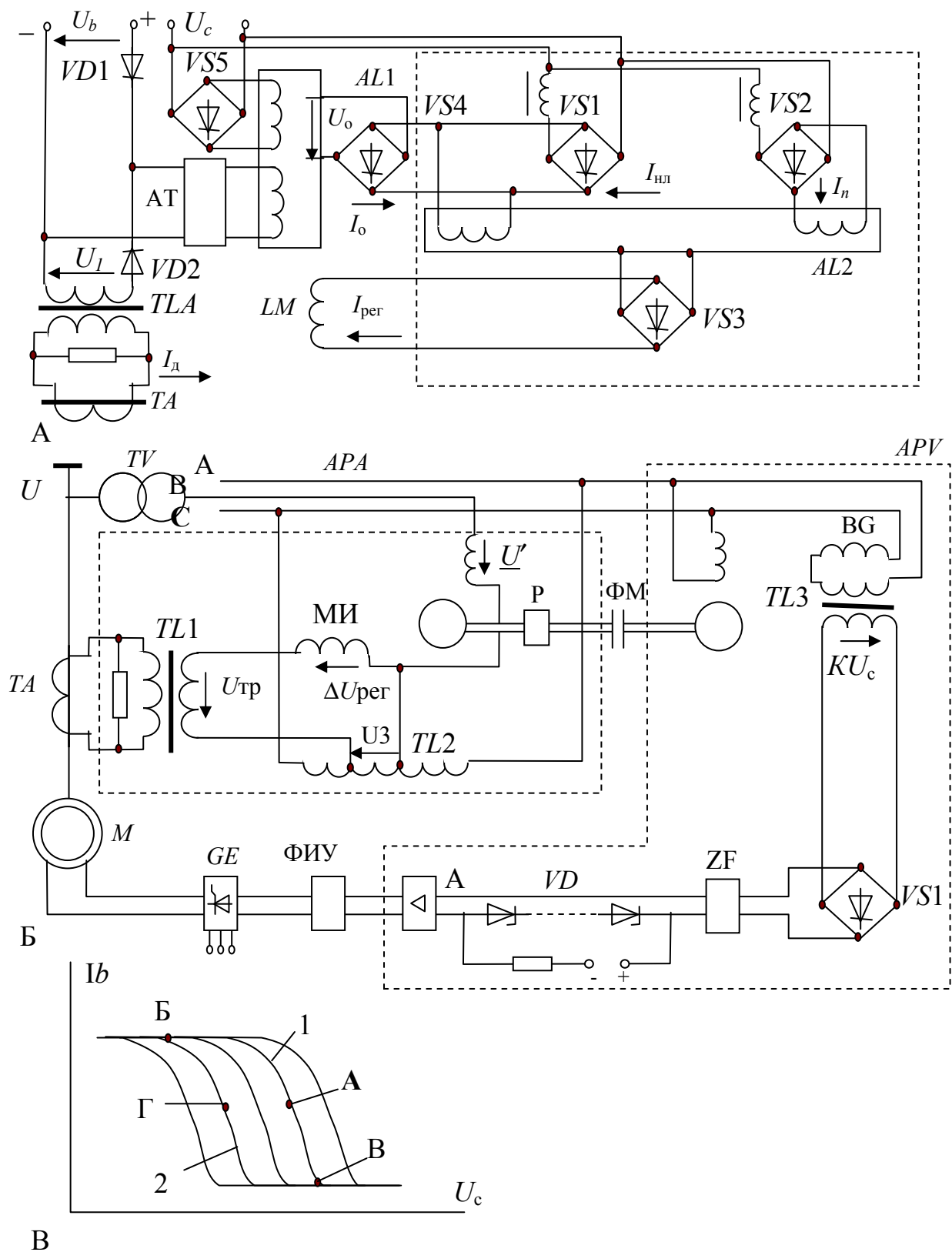


Рис. 7.10. Схема устройства АРВ синхронных электродвигателей

относительно длительных и кратковременных изменений напряжения. Оно содержит регулятор  $APV$  напряжения (РН) и регулятор АРА реактивного тока (РРТ), причем основную роль в регулировании играет быстродействующий РН, а замедленный РРТ лишь изменяет задание (установку) РН при длительных снижениях напряжения сети  $U_c$ . В состав УАРВ входит также блок регулирования по первой производной активной составляющей тока статора (на рис. 8.8, б не показан). Измерительный орган регулятора напряжения имеет промежуточный трансформатор  $TL3$ , установочный (задающий) элемент в виде бесконтактного  $BG$ , включенного по схеме поворотного трансформатора, выпрямитель  $VS1$ , сглаживающий фильтр  $ZF$  и элемент сравнения выпрямленного напряжения  $KU_c$  с напряжением на стабилитронах  $VD$ . Разность указанных напряжений, увеличенная в усилителе  $A$ , подается на фазоимпульсное устройство ФИУ, которое путем изменения угла регулирования тиристоров возбуждателя  $GE$  изменяет ток возбуждения электродвигателя  $M$ . Привод сельсина осуществляется через фрикционную муфту ФМ и редуктор  $P$  с большим передаточным числом от двухфазного электродвигателя  $MI$ , являющегося исполнительным элементом регулятора реактивного тока. Электродвигатель  $MI$  получает питание от цепей тока  $TA$  и напряжения  $TV$ . Его вращающий момент пропорционален произведению напряжений, проводимых к его обмоткам и синусу угла между их векторами. В рассматриваемой схеме это напряжение  $\underline{U}'$  и  $\Delta U_{\text{рег}} = U_3 - U_{1p}$ , где  $U_3$  – напряжение задания (устанавливается автотрансформатором  $TL2$ ), а  $U_{1p}$  – напряжение, пропорциональное реактивному току электродвигателя  $M$ . Направление момента такое, что электродвигатель  $MI$  вращается в сторону уменьшения разности  $\Delta U_{\text{рег}}$  до тех пор, пока  $\Delta U_{\text{рег}}$  не приблизится к нулю.

При вращении электродвигателя  $MI$  и сельсина  $BG$  изменяется коэффициент  $K$ , определяющий напряжение  $KU_c$  и тем самым осуществляется новая уставка регулятора напряжения. Работа УАРВ поясняется на рис. 8.8, в. Исходному режиму соответствует точка А на характеристике 1. При снижении напряжения сети РН увеличивает ток  $I_B$  и новый режим характеризуется точкой Б. Если нарушение режима кратковременное, то ротор сельсина  $BG$  поворачивается на незначительный угол, т. е. РРТ не успевает заметно изменить уставку регулятора напряжения и после восстановления нормального напряжения УАРВ вновь переходит в режим А. При длительном снижении напряжения ротор сельсина поворачивается на угол, соответствующий новому заданию (установке) регулятора напряжения, т. е. происходит переход на

характеристику 2 в точку Г. После восстановления напряжения РН переводит систему в режим, которому соответствует точка В. В этом режиме ток  $I_B$  и отдаваемый реактивный ток ниже, чем в исходном режиме А, и через некоторое время РРТ возвращает систему в режим А. При толчках нагрузки на валу синхронного ЭД процессы в системе УАРВ происходят практически при неизменном задании РН и система стремится поддержать напряжение сети.

#### 7.4. Влияние синхронных электродвигателей на выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики элементов системы электроснабжения

При наличии синхронных электродвигателей появляются дополнительные требования к устройствам релейной защиты и автоматики элементов системы электроснабжения [24]. Рассмотрим их.

**1. Все короткие замыкания в системе электроснабжения, сопровождающиеся опасными для устойчивости синхронных электродвигателей понижениями напряжения, должны отключаться быстродействующими защитами.** Для линии ЛЗ, например, такой защитой обычно является токовая отсечка без выдержки времени (рис. 7.11, б). Выбор ее тока срабатывания обоснован выше (см. раздел 2.3).

Для предотвращения асинхронного режима синхронных электродвигателей М1, М2 при КЗ на этой линии необходимо ток срабатывания отсечки выбрать так, чтобы она отключала линию, если остаточное напряжение на шинах подстанции «В»  $U_{ост}$  снижается до значения  $U_{кр}$ , опасного для устойчивой работы ЭД. Расчетным является трехфазное КЗ на линии в минимальном режиме работы системы электроснабжения. При этом остаточное напряжение  $U_{ост}$  снижается по мере приближения точки КЗ к шинам и при повреждении в точке  $K_1^{(3)}$  достигает значения  $U_{кр}$  при токе, равном  $I_{кз}^{(3)}$  (рис. 7.11, б). Поэтому все КЗ между шинами подстанции В и точкой  $K_1^{(3)}$  должны отключаться токовой отсечкой. Это обеспечивается, если  $I'_{с.з} \leq I_{кз}^{(3)}$ . Из схемы замещения (рис. 7.11, в) имеем  $I_{кз}^{(3)} = (U_c - U_{кр}) / (\sqrt{3} \cdot X_{с.мах}$ . Таким образом, для предотвращения асинхронного режима синхронного ЭД при КЗ на линии ЛЗ ток срабатывания ее токовой отсечки должен удовлетворять условию

$$I'_{с.з} \leq \frac{(U_c - U_{кр}) K'_{отс}}{\sqrt{3} \cdot X_{с.мах}}, \quad (7.9)$$

где  $K'_{отс} = 1,1$ , а напряжение  $U_{кр}$  для приближенных расчетов принимают равным  $0,5 \cdot U_{н.д}$ .

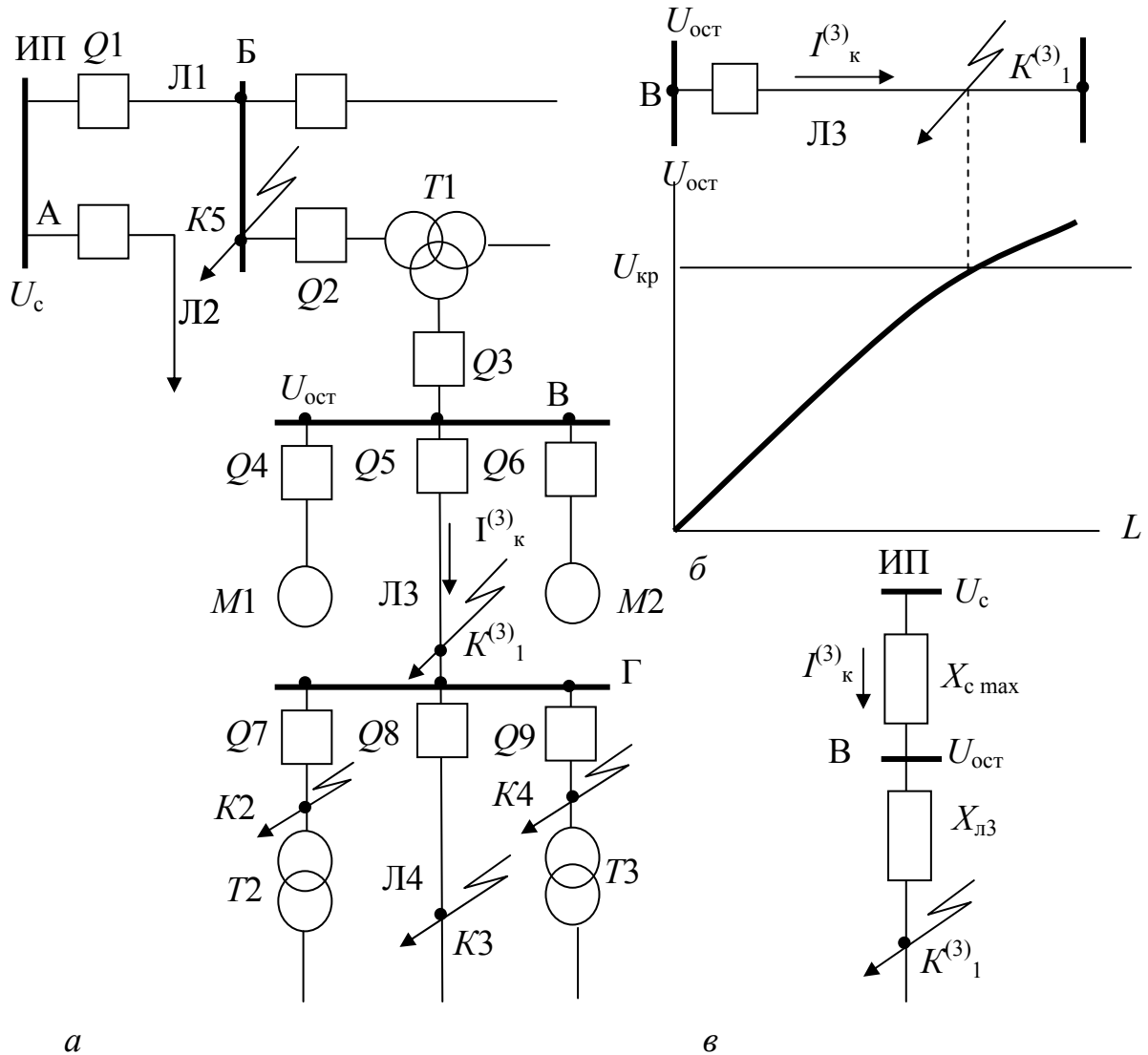


Рис 7.11. Схема электроснабжения (а) и выбор тока срабатывания токовой отсечки линии Л3 с учетом обеспечения устойчивой работы синхронных электродвигателей (б, в)

При этом ток  $I'_{ср}$  может оказаться меньше тока, полученного по выражению (2.2) и токовая отсечка становится неселективной, т. е. отключает линию Л3 и при внешних КЗ (повреждение в точках  $K_2$ ,  $K_3$ ,  $K_4$ ). Для исправления неселективного действия токовой отсечки на линии Л3 необходимо предусмотреть устройство АПВ. Действие его будет успешным, если внешние КЗ будут отключаться быстродействующими защитами поврежденных элементов (трансформаторов  $T_2$ ,  $T_3$  и

линии Л4) несколько раньше или по крайней мере одновременно с действием неселективной отсечки линии Л3. В связи с этим не рекомендуется выполнять неселективную отсечку с помощью реле РТ-40, а для создания некоторого замедления в схему отсечки вводится выходное промежуточное реле. Неселективная отсечка линии Л3 не должна срабатывать при КЗ за трансформаторами Т2 и Т3, а также при повторном включении линии, когда по ней проходит ток, обусловленный бросками тока намагничивания всех трансформаторов, получающих питание по этой линии при отключении ЭД. В нашем случае это трансформаторы Т2 и Т3.

Рассмотренная токовая отсечка косвенным образом контролирует остаточное напряжение на шинах при КЗ на защищаемой линии. Этот контроль можно осуществить непосредственно, используя вместо токовой отсечки отсечку по напряжению. Ее напряжение срабатывания должно удовлетворять условию  $U'_{с.з} \geq K'_{отс} \cdot U_{кр}$ , где  $K'_{отс} = 1,1$ . Такая отсечка является, по существу, минимальной защитой напряжения без выдержки времени. Она, как известно, не может определить поврежденный элемент и поэтому не может быть использована самостоятельно для указанных целей. Ее применяют как пусковой орган в схеме максимальной токовой защиты линии. При этом она может быть общей для максимальных токовых защит всех линий, отходящих от шин, напряжение которых контролируется. Параметры максимальной токовой защиты выбираются как обычно (см. раздел 2.6), однако схема выполняется так, что при срабатывании отсечки по напряжению максимальная токовая защита поврежденной линии действует без выдержки времени. Одна из возможных схем оперативных цепей постоянного тока максимальной токовой защиты в однофазном исполнении показана на рис. 7.12.

Требования к защитам других элементов системы электроснабжения такие же, как и к защите линий 6 кВ и 10 кВ. Они должны отключать эти элементы без выдержки времени при КЗ, которые могут вызвать асинхронный режим синхронных ЭД. Необходимо отметить, что асинхронный режим нежелателен не только потому, что представляет опасность для самого ЭД, но потому, что может быть причиной неселективного действия защит неповрежденных элементов системы электроснабжения. Так, если отсутствует быстродействующая защита, например на линии Л3 (см. рис. 7.11, а), то при ее повреждении устойчивость синхронных электродвигателей М1 и М2 нарушается. Из-за этого ток  $I_k$  поврежденной линии, определяемый током от системы  $I_{к.с}$  и током от синхронных ЭД  $I_{к.д}$ , периоди-

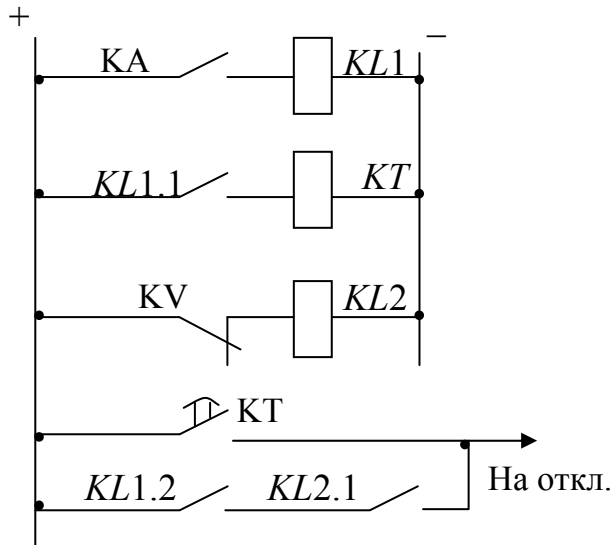


Рис. 7.12. Схема оперативных цепей максимальной токовой защиты с ускорением при срабатывании минимального реле напряжения

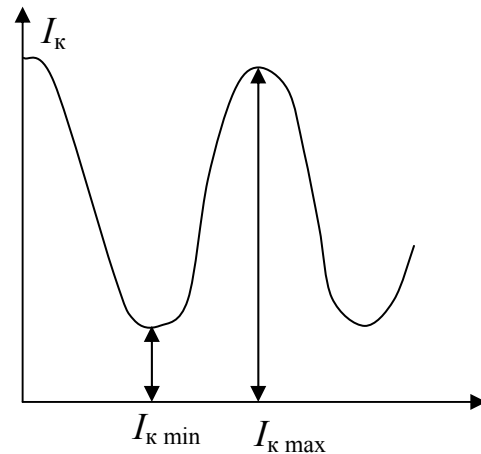


Рис. 7.13. Характер изменения тока короткого замыкания при асинхронном ходе синхронных электродвигателей

чески изменяется, достигая максимального  $I_{к.маx}$  и минимального  $I_{к.мин}$  значения (рис. 7.13). В первом случае токи  $I_{к.с}$  и  $I_{к.д}$  арифметически складываются, а во втором – вычитаются. Если для максимальной токовой защиты использованы реле РТ–80, то произойдет замедление ее срабатывания. При  $I_{к.мин} < I_{с.з}$  защита не сработает вообще. В этом и другом случае произойдет неселективное отключение трансформатора Т1. Для предотвращения этого не следует применять в максимальной токовой защите реле РТ–80, а чувствительность ее необходимо дополнительно проверять по току  $I_{к.мин}$ .

**2. При внешних КЗ защита элементов, через которые питаются синхронные двигатели, не должна срабатывать от токов, посылаемых СД в точку КЗ.** Так, например, при выборе параметров срабатывания защит трансформатора Т1 (см. рис. 7.9, а) необходимо, наряду с условиями, обоснованными в главе 6, обеспечить несрабатывание защит при КЗ в точке К5, когда через трансформатор проходит ток, генерируемый СД М1 и М2.

**3. При действии устройств АПВ и АВР необходимо исключить несинхронное включение СД.** Для предотвращения несинхронного включения СД при действии УАВР и УАПВ линии и трансформаторов, через которые питаются ЭД, предусматривается защита от потери питания (см. раздел 6.7), а в схемы УАВР и УАПВ вводят дополнительный пусковой орган в виде минимального реле напряжения. Оно

контролирует напряжение со стороны ЭД и разрешает включение только после снижения этого напряжения до  $U_c = 0,5 U_{н.д.}$ . Появляется также дополнительное требование при выборе времени срабатывания УАПВ  $t_{АПВ}$ . Для линий с односторонним питанием (см. рис.7.9, а линия Л1), наряду с требованиями, изложенными в разделе 5.1, должно выполняться условие

$$t_{АПВ} \geq t_{п.п} + t_{с.н} + t_{д.с} + t_{зап}, \quad (7.10)$$

где  $t_{п.п}$  – время срабатывания защиты от потери питания составляет около 2 с;  $t_{с.н}$  – время снижения контролируемого напряжения до значения  $0,5 U_{н.д.}$  (в пределах от 0,5 до 2 с);  $t_{д.с}$  – время деионизации среды;  $t_{зап}$  – время запаса (указано в разделе 2.6).

Выбор времени  $t_{АПВ1}$  устройства АПВ на линиях с двухсторонним питанием рассмотрен в [1].

**4. При кратковременной потере питания и последующем АПВ и АВР необходимо исключить срабатывание устройства АЧР,** контролирующего частоту напряжения на секции шин, к которой подключены СД.

При кратковременной потере питания синхронный ЭД переходит в режим работы синхронного генератора и в течение нескольких секунд поддерживает напряжение на потерявшей питание секции. Это может привести к излишним срабатываниям устройства АЧР, контролирующего частоту напряжения на указанной секции шин. Для исключения излишних срабатываний в схему УАЧР вводят различные блокировки.

**Блокировка по направлению мощности.** Для этой цели может быть использована защита от потери питания (см. раздел 6.8).

**Блокировка по частоте напряжения на резервной секции шин.** При понижении частоты в системе электроснабжения одновременно понижается частота напряжения на обеих секциях шин. В случае же потери питания понижается только частота напряжения, поддерживаемого синхронными ЭД на потерявшей питание секции шин. Схема блокировки выполняется так, что в первом случае она разрешает действовать устройству АЧР, а во втором не разрешает.

**Блокировка по скорости снижения частоты.** Она основана на использовании различия в скорости снижения частоты при дефиците активной мощности в системе электроснабжения и в режиме потери питания. В первом случае скорость снижения частоты не превышает 3 Гц/с, а во втором она в несколько раз больше. Блокировка выполняется так, что устройство АЧР действует только при скорости снижения частоты не более 3 Гц/с.



**5. При наличии на ответвительных подстанциях с отделителями и коротко замыкателями синхронных электродвигателей необходимо учесть их влияние на выбор времени отключения отделителя  $t_{QR}$  и выдержки времени  $t_{АПВ1}$  устройства АПВ питающей сети.** При повреждении например, трансформатора Т2 на подстанции В (рис. 7.17) его защита А3 включает короткозамыкатель  $QN2$ . Далее защита линии А1 с выдержкой времени  $t_{с.з.1}$  отключает выключатель  $Q1$ , но бестоковая пауза при этом не наступает, т. к. через отделитель  $QR2$  и короткозамыкатель продолжаем проходить ток  $I_{к.б}$ , генерируемый синхронными электродвигателями М1 и М2. подстанции Б. Этот ток прекращается после того, как подействует защита А2 от потери питания на подстанции Б и снимет возбуждение с СД с выдержкой времени  $t_{у.п}$ . Для отключения отделителя  $QR2$  на подстанции необходимо выполнить условие

$$t_{QR} \geq t_{с.з.1} + t_{п.п} + t_{с.н} + t_{зап}. \quad (7.11)$$

Если защита от потери питания отключает выключатель  $Q2$ . то в (7.11) время  $t_{с.н}$  не учитывается. Очевидно, АПВ линии будет успешным только после отключения отделителя  $QR2$ , поэтому при выборе времени действия  $t_{АПВ1}$  устройство АПВ необходимо, чтобы обеспечивалось условие

$$t_{АПВ1} \geq t_{QR} + t_{зап}, \quad (7.12)$$

где  $t_{зап}$  – время запаса; с учетом собственного времени отключения отделителя принимается 1... 1,2 с.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1

#### РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 35 КВ И 110 КВ

#### КОМБИНИРОВАННАЯ ОТСЕЧКА ПО ТОКУ И НАПРЯЖЕНИЮ

**Основные условия расчета.** При небольшой длине линии и большой мощности подключенных к линии трансформаторов простые токовые отсечки недостаточно эффективны. Применение комбинированной отсечки [22] позволяет произвести отстройку от токов КЗ за трансформатором по напряжению.

Ток срабатывания отсечки  $I_{с.о}$  выбирается из условия обеспечения

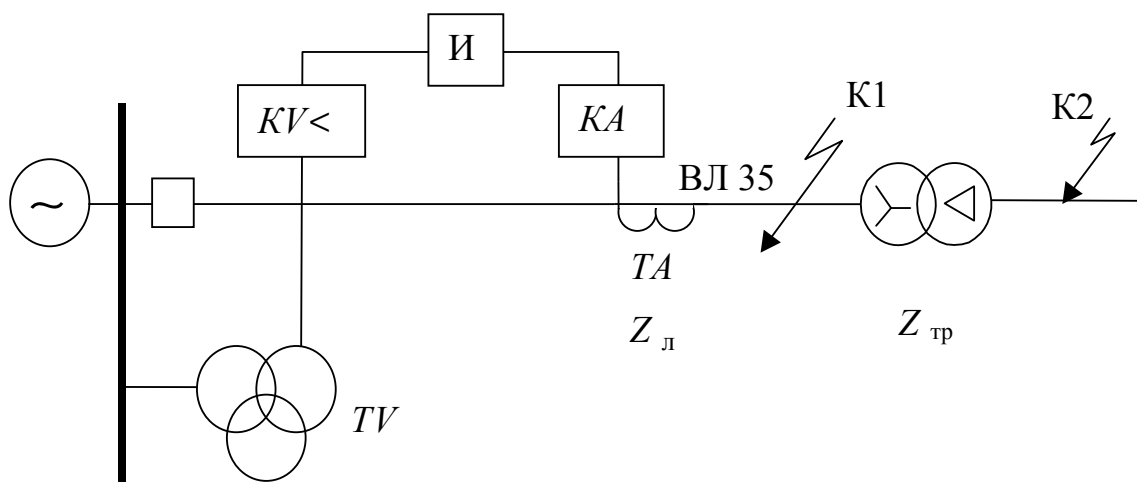


Рис. П.1.1. Схема блока линия-трансформатор, защищаемого комбинированной отсечкой по току и напряжению

достаточной чувствительности при двухфазном металлическом КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме (точка К1):

$$I_{с.о} = I_{к.з.мин}^{(2)} / K_{чА}, \quad (1.1)$$

где  $K_{чА}$  – коэффициент чувствительности отсечки по току принимается равным 1,5 [17]. С помощью выражения

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot K_{с.зп} \cdot I_{раб.мах} \quad (1.2)$$

проверяем, обеспечивает ли выбранный ток надежную отстройку от то-

ков самозапуска в режиме АПВ при неисправности в цепях напряжения. Напряжение срабатывания выбирается таким образом, чтобы оно было меньше остаточного напряжения в месте установки отсечки при прохождении по защищаемой линии тока КЗ, равного току срабатывания отсечки:

$$U_{c.o} \leq \sqrt{3} I_{c.o} (Z_{л} + Z_{тр}) / K_{н} \quad (1.3)$$

где  $K_{н} = 1,2 \dots 1,3$ ,  $Z_{тр}$ ,  $Z_{л}$  – сопротивление линии и трансформатора (рис. П. 1.1).

При таком выборе  $U_{c.o}$  обеспечивается бездействие отсечки при КЗ за трансформатором (точка К2) в любых режимах. При  $I_{кз}^{(2)} > I_{c.o}$   $U_{ост} = \sqrt{3} I_{c.o} (Z_{л} + Z_{тр})$  будет выше, чем  $U_{c.o}$ , и отсечка не будет работать по напряжению. При токах  $I_{кз}^{(2)} < I_{c.o}$  (КЗ через переходное сопротивление) отсечка не работает по току.

Чувствительность отсечки по напряжению (пусковое реле напряжения, включенное по схеме рис. 6.10) проверяется при КЗ в конце защищаемой линии (точка К1). Остаточное напряжение в месте установки отсечки должно быть не менее чем в 1,5 раза ниже  $U_{c.o}$ , т. е.

$$K_{чV} = U_{c.o} / U_{ост} \geq 1,5, \quad (1.4)$$

где  $U_{ост}$  определяется в максимальном режиме питающей системы. В минимальном режиме  $U_{ост}$  будет меньше, следовательно,  $K_{чV}$  выше.

**Напряжение срабатывания комбинированной отсечки, полученное по выражению (1.3), должно находиться в пределах:**

$$U_{c.o} = (0,15 \dots 0,65) U_{н}. \quad (1.5)$$

Нижний предел определяется минимальной уставкой стандартных реле напряжения, а верхний – необходимостью отстройки от возможных снижений напряжения в сети, в допустимых пределах в режимах самозапуска ЭД:

$$U_{c.o} \leq U_{раб.мин} / (K_{н} K_{в}) \approx 0,9 U_{н} / (1,2 \cdot 1,2) \approx 0,65 U_{н}, \quad (1.6)$$

где  $K_{н}$ ,  $K_{в}$  – коэффициенты надежности и возврата минимальных реле напряжений серии РН–50.

Верхний предел  $U_{c.o}$ , вычисленный по выражению (1.5), ограничивает область применения комбинированных отсечек.

### Пример расчета комбинированной отсечки по току и напряжению

**Пример П.1.** Выбрать уставки комбинированной отсечки по току и напряжению на линии 35 кВ длиной 5 км, работающей в блоке с трансформатором 6,3 М·ВА (рис. П.1.2).

**Решение 1.** Рассчитываются токи КЗ в максимальном и минимальном режимах по данным, приведенным на рис. П.1.2. Все токи приведены к напряжению 35 кВ.

2. Для сравнения определяется возможность применения для ВЛ простой токовой отсечки в качестве основной защиты по выражению  $I_{с.о} \geq K_H I_{кз.маx} = 1,4 \cdot 1000 = 1400 \text{ А}$ . Коэффициент чувствительности по формуле  $K_{чА}^{(2)} = I_{кз.мин}^{(2)} / I_{с.о} = 0,865 \cdot 1940 / 1400 = 1,2 < 1,5$ . Следовательно, простая токовая отсечка не может быть использована как основная защита линии.

3. Выбирается ток срабатывания комбинированной отсечки по выражению (1.1):

$$I_{с.о} = 0,865 \cdot 1940 / 1,5 = 1100 \text{ А.}$$

Проверяется отстройка от токов самозапуска в режиме АПВ линии (для случая неисправности цепей напряжения) по выражению (1.2):

$$I_{с.о} \geq K_H K_{с.зп} \cdot I_{раб.маx} = 1,2 \cdot 3 \cdot 104 = 375 \text{ А,}$$

где  $I_{раб.маx} = I_{н.тр} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 35) = 104 \text{ А}$ .

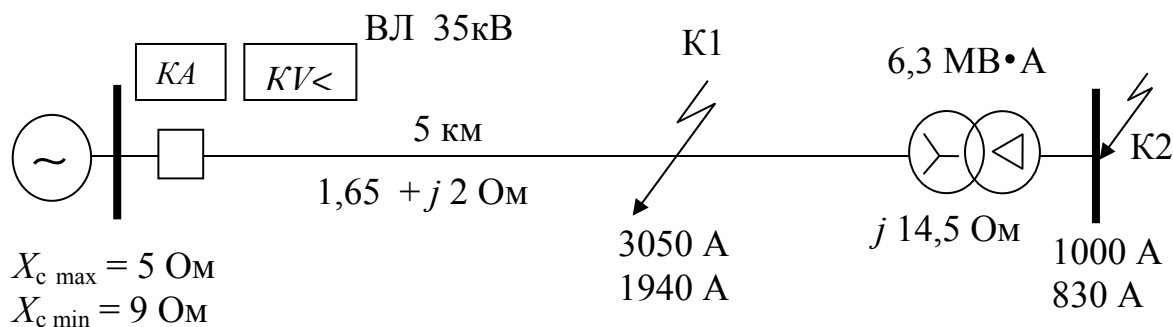


Рис. П.1.2. Расчетная схема к примеру П.1.1

4. Выбирается напряжение срабатывания отсечки по формуле (1.3):

$$U_{с.о} \leq \sqrt{3} \cdot 1100 \sqrt{(1,65)^2 + (16,5)^2} / (1,2 \dots 1,3) = 2600 \dots 24000 \text{ В,}$$

что составляет:  $(0,75...0,68) U_H = 35$  кВ. Поэтому принимается согласно формуле (1.5)  $U_{c.o} = 0,65 \cdot U_H = 22,8$  кВ.

Определяется  $K_{чV}$  по выражению (1.4):

$$K_{чV} = 22,8/13,7 = 1,66 > 1,5,$$

где  $U_{ост} = \sqrt{3} I_{кз.мах} Z_{л} = \sqrt{3} \cdot 3050 \cdot 2,6 = 13,7$  кВ.

Следовательно, комбинированная отсечка по току и напряжению, имеющая  $K_{чA}$  и  $K_{чV} \geq 1,5$ , может быть использована в качестве основной защиты линии. Комбинированная отсечка обеспечивает мгновенную селективную защиту линии и частично трансформатора. Однако область применения комбинированных отсечек ограничивается линиями небольшой длины. Так, при тех же данных (рис. П.1.2), но при длине линии 10 км отсечка уже мало эффективна ( $K_{чV} = 1,15$ ).

На последующих трансформаторах, питающих линии с комбинированными отсечками, максимальные токовые защиты с пуском по напряжению должны иметь пусковой орган, выполненный по схеме (см. рис. 6.10), что позволит произвести согласование этих защит только по напряжению. При установке на последующем трансформаторе более чувствительного комбинированного пускового органа необходимо производить согласование этих защит по току (при металлическом КЗ).

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ 6 КВ ИЛИ 10 КВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Особенностью расчета релейной защиты распределительных сетей промышленного предприятия напряжением 6, 10 кВ является необходимость учета режима самозапуска асинхронных электродвигателей (АД). Поэтому, прежде чем приступить к расчету релейной защиты конкретного участка распределительной сети, рассмотрим общие положения метода расчета тока  $I_{сзп}$  и коэффициента самозапуска  $K_{сзп}$ .

При расчете максимальных токовых защит линий распределительной сети предприятия необходимо знать наибольшее значение  $I_{сзп}$ , по которому определяется  $K_{сзп}$  в приведенных ниже выражениях.

– Из условия несрабатывания защиты на отключение при послеаварийных перегрузках, а именно:

$$I_{сз} \geq \frac{K_n \cdot K_{сзп}}{K_B} I_{раб.мах} \quad (2.1)$$

– Из условия восстановления питания действием АПВ или АВР после бестоковой паузы:

$$I_{сз} \geq K_n \cdot K_{сзп} I_{раб.мах} \quad (2.2)$$

– Из условия автоматического включения дополнительной нагрузки при срабатывании УАВР при отключении одной из двух линий, каждая из которых в нормальном режиме работала на одну из секций шин с отключенным секционным выключателем:

$$I_{с.зл1} \geq K_n (K_{сзп} I_{раб.махл2} + I_{раб.махл1}) / K_B \quad (2.3)$$

В этих выражениях  $K_n$  – коэффициент надежности; его значение изменяется в пределах 1,1–1,2 (реле *РТ-40*, *РТ-80*), 1,2–1,4 (реле *РТВ*);  $K_B$  – коэффициент возврата реле, равный 0,8–0,85 (реле *РТ-40*, *РТ-80*) и 0,6–0,7 (реле *РТВ*),  $K_{сзп} = I_{сзп} / I_{раб.мах}$ .

– Из условия согласования чувствительности для последующей защиты:

$$I_{с.з.посл} = \frac{K_{нс}}{K_p} [(I_{с.з.пред})_{мах} + \sum_1^{N_{г-n}} I_{раб.мах(N_{г-n})}] \quad (2.4)$$

где  $K_{нс}$  – коэффициент надежности согласования;  $K_p$  – коэффициент токораспределения [23].

Точное значение  $K_{сзп}$  трудно определить, так как его значение за-

висит от многих факторов: состава нагрузки, пусковых характеристик и  $U_n$  ЭД, способа их включения, схемы электроснабжения, длительности и степени снижения напряжения при перерыве питания или при КЗ и т. д. Поэтому при расчетах  $I_{с.з}$  линий напряжением 6, 10 кВ, питающих промышленную нагрузку, но без ЭД  $U_n > 1$  кВ, выбирают либо по выражению

$$I_{с.з} \geq 4I_n, \quad (2.5)$$

либо производят приближенный расчет  $I_{сзп}$  и  $K_{сзп}$  (23).

Другой приближенный метод определения  $K_{сзп}$  – это разделение подключенной нагрузки на три условные категории:

а) бытовая нагрузка, имеющая малую долю ЭД, для которой принимают  $K_{сзп} = 1,2-1,3$ ;

б) промышленная нагрузка, которую принято называть **обобщенной нагрузкой** или комплексной (23), имеющей более 50 % ЭД и  $U_n < 1$  кВ, практически не имеющей ЭД 3–10 кВ;

в) ЭД 3–10 кВ, одновременно участвующие в самозапуске.

$I_{сзп} \approx I_{кз}^{(3)}$  на эквивалентном сопротивлении заторможенной нагрузки (одной или всех категорий) в режиме ее самозапуска, считая  $U_{пит} = U_{ср}$  (см. табл. П.5.1).

Сопротивление **обобщенной нагрузки**  $X_{нагр*} = 0,35$  и относится к рабочей максимальной мощности и  $U_{ср}$  питающей линии. Это сопротивление включает в себя сопротивления понижающих трансформаторов 6/0,4 кВ или 10/0,4 кВ, кабелей 6(10) кВ, а также затормозившихся ЭД  $U_n = 0,4$  кВ и прочую нагрузку 0,4 кВ.

**Пример П. 2.1.** Рассчитать  $I_{сзп}$  и  $K_{сзп}$  для выбора уставок максимальной токовой защиты реактированной кабельной линии, питающей **обобщенную нагрузку** (рис. П. 2.1).

**Решение.** При определении сопротивления обобщенной нагрузки в омах считаем, что мощность нагрузки равна максимальной рабочей мощности кабельной линии при рабочем токе, а именно:  $I_{раб} = I_{дл.доп}$ . Тогда

$$X_{нагр} = X_{нагр*} \cdot U_{ср} / \sqrt{3} \cdot I_{раб.мах} = 0,35 \cdot 6300 / \sqrt{3} \cdot 260 = 4,9 \text{ Ом},$$

где  $I_{дл.доп} = 260$  А (кабель АСБ 3х120).

$I_{сзп}$  определяется как  $I_{кз}^{(3)}$  за эквивалентным сопротивлением  $X_3$ .

$$X_3 = X_c + X_{реакт} + X_{каб} + X_{нагр} = 0,145 + 0,58 + 0,152 + 4,9 = 5,8 \text{ Ом}$$

(активное сопротивление кабеля не учитывается).

$$I_{сзп} = U_{ср} / (\sqrt{3} \cdot X_3 = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 5,8) = 625 \text{ А}.$$

$$K_{\text{сзп}} = I_{\text{сзп}} / I_{\text{раб.мах}} = 625/260 = 2,4.$$

В этом расчете обязательно определяется минимальное остаточное напряжение на шинах РТП1 в начале самозапуска:

$$U_{\text{min}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{сзп}} \cdot X_{\text{нагр}} = \sqrt{3} \cdot 625 \cdot 4,9 = 5300 \text{ В},$$

$$U_{\text{min}} = \frac{U_{\text{min}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{5300}{6000} \cdot 100 = 88 \text{ \%}.$$

Полученное значение  $U_{\text{min}}$  позволяет оценить возможность самозапуска, поскольку  $U_{\text{min}}$  превышает допустимые пределы от 55 до 70 %  $U_{\text{н}}$ .

Для высоковольтных ЭД (3, 6, 10 кВ) пусковые сопротивления определяются индивидуально, поскольку  $K_{\text{пуск}} = I_{\text{пуск}}/I_{\text{н.эд}}$  находятся в широких пределах (от 5 до 10, иногда и более).

Сопротивление полностью остановившегося ЭД

$$X_{\text{п}} = U_{\text{н.эд}} / (\sqrt{3} K_{\text{п}} \cdot I_{\text{н.эд}}) \quad (2.6)$$

( $K_{\text{п}}$  берется по каталогу при проектировании, а в эксплуатации определяется опытным путем). Эквивалентное сопротивление нескольких остановившихся ЭД

$$X_{\text{п.сум}} = U_{\text{н.эд}} / (\sqrt{3} K_{\text{п}} \cdot I_{\text{п.сум}}), \quad (2.7)$$

$$\text{где } I_{\text{п.сум}} = (K_{\text{п}} \cdot I_{\text{н}})_{\text{эд1}} + (K_{\text{п}} \cdot I_{\text{н}})_{\text{эд2}} + \dots + (K_{\text{п}} \cdot I_{\text{н}})_{\text{эд№}}. \quad (2.8)$$

Если наряду с ЭД подключена бытовая нагрузка или другая подобная, то она учитывается в выражении (2.14) с  $K_{\text{п}} = 1,2$ . Если, кроме того, имеется промышленная нагрузка, включенная через трансформаторы 6/0,4 кВ или 10/0,4 кВ, то она представляется пусковым сопротивлением обобщенной нагрузки  $X_{\text{нагр}} = 0,35$ , отнесенным к  $S_{\text{нтр}}$  ( $K_{\text{п}} = 2,9$ ). Все пусковые сопротивления при расчете считаются параллельно включенными.

**Пример П. 2.2.** Определить  $I_{\text{сзп}}$  для схемы по рис. П. 2.1 при условии, что к шинам РТП1 дополнительно подключены два одинаковых асинхронных ЭД  $P_{\text{н.эд}} = 600 \text{ кВт}$ ,  $U_{\text{н}} = 6 \text{ кВ}$ ,  $I_{\text{н.эд}} = 66 \text{ А}$ ,  $K_{\text{п}} = 6$ .

**Решение.**

1. Определяется по (2.7, 2.8) суммарное пусковое сопротивление двух ЭД 6 кВ:

$$I_{\text{п.сум}} = 2 K_{\text{п}} I_{\text{н.эд}} = 2 \cdot 6 \cdot 66 = 790 \text{ А},$$

$$X_{\text{п.сум}} = U_{\text{н.эд}} / (\sqrt{3} I_{\text{п.сум}}) = 4,4 \text{ Ом}.$$

2. Определяется пусковое сопротивление остальной нагрузки



промышленного типа,  $I_{\text{раб.мах}} = I_{\text{дл.доп}} = 260 \text{ А}$  (кабель АСБ3х120). Максимальный рабочий ток нагрузки  $I_{\text{нагр}} = I_{\text{дл.доп}} - 2 I_{\text{н.эд}} = 128 \text{ А}$ . Сопротивление обобщенной нагрузки при самозапуске  $X_{\text{нагр}} = 0,35 \cdot 6300/(\sqrt{3} \cdot 128) = 10 \text{ Ом}$ .

3. Эквивалентное сопротивление ЭД и остальной нагрузки при самозапуске  $X_3 = 4,4 \cdot 10/(4,4 + 10) = 3,06 \text{ Ом}$  (параллельно включенные нагрузки).

4. Ток самозапуска

$$I_{\text{сзп}} = 6300/[\sqrt{3}(0,145 + 0,58 + 0,152 + 3,06)] = 915 \text{ А.}$$

Коэффициент самозапуска по формуле (2.4)  $K_{\text{сзп}} = 915/260 = 3,55$ .

5. Минимальное остаточное напряжение в начале самозапуска на шинах 6 кВ РТП1 (на зажимах ЭД)  $U_{\text{мин}} = \sqrt{3} \cdot 915 \cdot 3,06 = 4850 \text{ В}$  (80 %  $U_{\text{н}}$ ), следовательно, самозапуск обеспечивается.

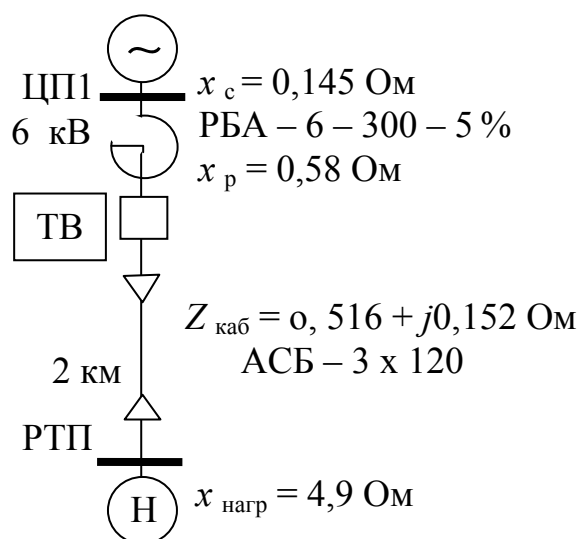


Рис. П. 2.1. Схема к примеру П. 2.1 расчета тока самозапуска обобщенной нагрузки (сопротивления приведены к напряжению 6 кВ)

**Пример П. 2.3.** Рассчитать уставки максимальной токовой защиты радиальных кабельных линий 6 кВ (бытовая нагрузка). Исходные данные приведены на рис. П. 2.2. Выбрать уставки максимальной защиты радиальных кабельных линий. Исходные данные приведены на схеме (рис. П. 2.2). Защита 4 выполняется по схеме неполной звезды на постоянном оперативном токе с реле типа РТ–84.

**Решение.**

1. Рассчитываются токи КЗ По заданному  $I_{\text{кз}}$  на шинах 6 кВ ЦП

(19000А) определяется сопротивление системы:

$$Z_c = X_c = 6300/\sqrt{3} \cdot 19000 = 0,192 \text{ Ом.}$$

Если задана мощность КЗ на шинах 6 кВ (например, 206 МВА), то

$$Z_c = X_c = 6,3^2/206 = 0,192 \text{ Ом.}$$

Определяются сопротивления:

реактора типа РБА-6-300 - 5 %

$$X_p = \frac{X_p}{100} \frac{U_{нр}}{\sqrt{3} I_{нр}} = \frac{5 \cdot 6000}{100 \sqrt{3} 300} = 0,58 \text{ Ом;}$$

кабеля АСБ 3х120 ( $I_{дл.доп} = 260 \text{ А}$ )  $X_{каб} = X_o \cdot L = 0,076 \cdot 2 = 0,152 \text{ Ом;}$   
 $r_{каб} = r_o \cdot L = 0,258 \cdot 2 = 0,516 \text{ Ом.}$

Сопротивление до точки КЗ на шинах РТП1 (КЗ)

$$X_{кз1} = 0,192 + 0,58 + 0,152 = 0,924 \text{ Ом,}$$
$$r_{кз1} = 0,516 \quad Z_{кз1} = \sqrt{0,516^2 + 0,924^2} = 1,06 \text{ Ом,}$$
$$I_{кз1} = 6300/(\sqrt{3} 1,06) = 3500 \text{ А.}$$

Аналогично рассчитывается  $I_{кз}$  для других точек КЗ.

2. Выбирается ток максимальной токовой защиты 4 по (2.1) Приложения П. 2.1.

$$I_{с.з} = \frac{K_n \cdot K_{сзп}}{K_B} I_{раб.мах}; \quad I_{раб.мах} = I_{дл.доп} = 260 \text{ А.}$$

Для линии с бытовой нагрузкой  $K_{сзп} = 1,2 - 1,3$ . Тогда  $I_{с.з4} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 260/0,8 = 500 \text{ А}$ . По условию (2.4) П.2 согласование ее чувствительности с защитой 2 при удаленном к.з. в сети РТП2  $I_{с.з4} = 1,3(360 + 60) = 540 \text{ А}$ , где  $60 \text{ А} = I_{раб.сум}$  неповрежденных элементов, определяется как 0,7 от  $I_{нтр.сум}$  (двух трансформаторов) по 400 кВА на РТП1, так как они резервируют друг друга.

3. Определяется по выражению  $I_{с.р.} = I_{с.з} K_{сх}^{(3)} / K_A$   $I_{с.р}$  защиты 4  $I_{с.р} = 540 \cdot 1/(300/5) = 9 \text{ А}$ . (Уставка 9 А на реле РТ-81/1 имеется).

Определяются  $K_{ч,4}$  в основной зоне

$$K_{ч,осн}^{(2)} = 0,865 \cdot 3500/540 = 5,6 > 1,5,$$

в зоне резервирования при КЗ на шинах 6 кВ РТП2

$$K_{ч,рез}^{(2)} = 0,865 \cdot 2000/540 = 3,2 > 1,2,$$

то же при КЗ за Тр1 (или Тр2)

$$K_{ч,рез}^{(2)} = 0,865 \cdot 710/540 = 1,14 < 1,2,$$

(дальнее резервирование не обеспечивается).

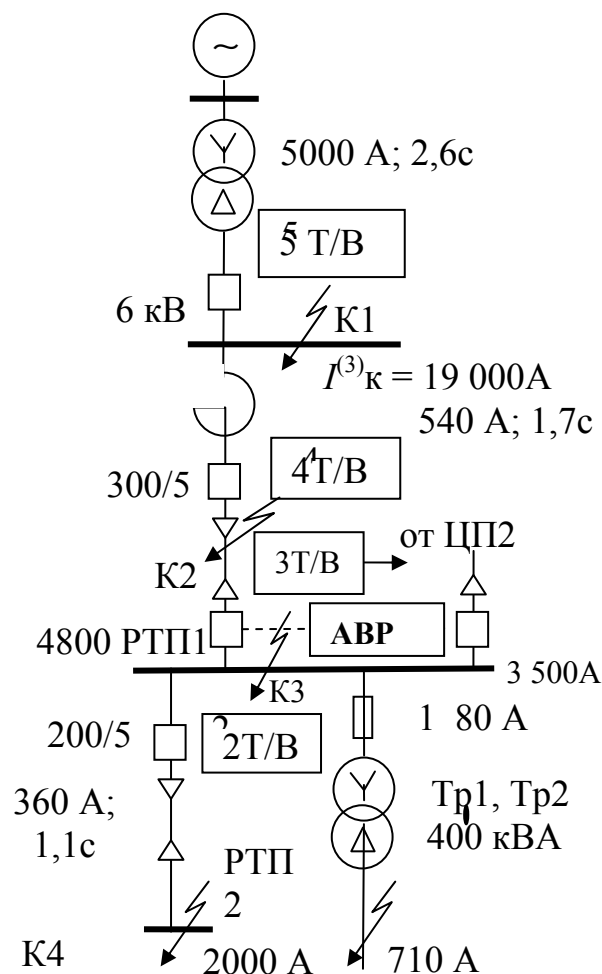


Рис. П.2.2. Расчетная схема участка кабельной сети к примеру П.2.3 (Т/В – максимальная токовая защита с зависимыми характеристиками, ТВ – максимальная токовая защита с независимыми характеристиками)

По ПУЭ [17] допускается не резервировать КЗ за трансформаторами малой мощности.

4. Выбираются характеристики  $t_{c,3}$  защиты 4 (реле РТ-80). На карте селективности строятся характеристики срабатывания защиты 2 на реле РТ-80 (360 А; 1 с) и характеристика ПКТ-6-80 ( $I_H = 80$  А) смещена влево на 20 % по току плавления с типовой характеристикой ПКТ-6-80, приведенной в приложении [23].

Характеристика  $t_{c,3}$  защиты 4 должна отвечать следующим требованиям:

–  $I_{c,34}$  на  $\geq 10$  % больше  $I_{ПКТ} = 80$  А в начальной стадии (при  $t_{пл} = 5$  с  $I_{пл} \leq 320$  А и выбранной для защиты 4  $I_{c,3} = 540$  А отвечает усло-

вию селективности).

– Степень селективности  $\Delta t$  (между защитами 2 и 4) при  $I_{кз}^{(3)} = 3500 \text{ А}$   $\Delta t \geq 0,6 \text{ с}$ , поскольку при этом  $I_{кз}$  реле 2 и 4 вначале работают в независимой части характеристики. Для защиты 4 выбирается характеристика с  $t_{с.з} = 1,7 \text{ с}$  в независимой части характеристики и наносится на карту селективности.

– Степень селективности между защитой трансформатора с независимой характеристикой (защита 5) и защитой 4 должна быть  $\geq 0,6 \text{ с}$  при  $I_{кз} = 5000 \text{ А}$ . Это условие выполняется.

Таким образом, характеристика защиты 4 обеспечивает селективность при всех значениях  $I_{кз}$ . Уставки защиты 4, как и других защит, наносятся на карту селективности.

5. Настроить защиту 3 (селективно). Для этого выбранные уставки защиты 4 (540 А; 1,7 с) следует установить на защиту 3, а для защиты 4 принять несколько бóльшие  $I_{с.з4} = 600 \text{ А}$ ,  $t_{с.з4} = 2 \text{ с}$ . Селективность и чувствительность защит сохраняется.

6. Производится проверка выбранного времени срабатывания защиты 4 по условию термической стойкости кабельной линии. По выражению

$$F_{\min} = \sqrt{B/C} \text{ или } F_{\min} = \frac{I_{кз}}{C} \sqrt{t_{отк}} \text{ [мм}^2\text{]},$$

$$t_{откл} = t_{с.з4} + t_{ОВ} = 1,7 + 0,1 = 1,8 \text{ с},$$

$C = 91$  (для кабеля с алюминиевыми жилами). ( $I_{кз}$  – в начале линии = 4800 А, см. рис. П.2.2)

$$F_{\min} = 4800 \cdot \sqrt{1,8/91} = 71 \text{ мм}^2.$$

Выбранное ранее сечение кабеля АСБ 3х120 120 мм<sup>2</sup> значительно больше, чем минимально допустимое. Следовательно, выбранное время срабатывания защиты 4 (1,7 с) может быть принято.

По произведенным расчетам строится карта селективности для защит:

1 (ПКТ–6–80); 2 (360 А; 1,1 с); 4 (540 А; 1,7 с); 5 (5000; 2,6 с).

### Приложение 3

#### Пример П.3.1. Расчет рабочих уставок ступенчатых токовых защит линий от междуфазных КЗ с цифровыми и аналоговыми реле

В примере рассматривается выбор рабочих характеристик и уставок для разных типов защитной аппаратуры в сетях 10 кВ и 6 кВ. а именно: согласование РЗ линии 10 кВ и плавкого предохранителя трансформатора.

Предыдущим элементом является трансформатор 10/0,4 кВ, защита которого выполнена плавкими предохранителями (кварцевыми) типа ПКТ, а последующим элементом является линия 10 кВ с защитой на цифровом реле SPAC (рис. П.3.1). Необходимо выбрать характеристику МТЗ на реле SPAC, которая обеспечивала бы селективную работу этих защитных устройств.

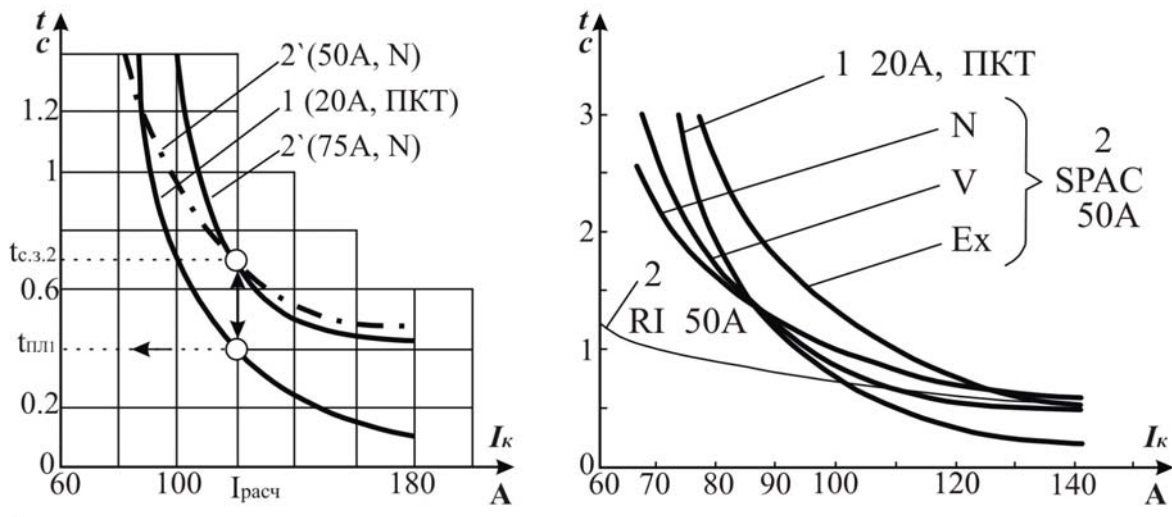
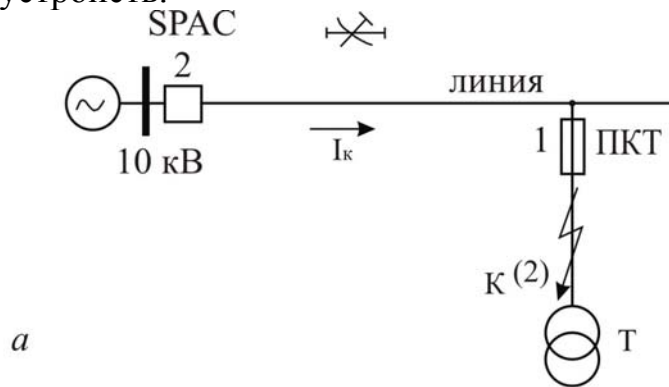


Рис. П.3.1. Пример согласования различных характеристик цифрового реле серии и плавкого предохранителя

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

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

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

Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ, как и предохранителей других типов, приводятся в информационных материалах их заводов-изготовителей и в Справочниках. Времятоковая характеристика предохранителя ПКТ с  $I_{пр} = 20$  А показана на рис. П.3.1, кривая 1.

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

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

$$t_{с.з2} = t_{пл} + \Delta t,$$

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

$$k I_{рmin} / I_{с.р} \quad (3.1)$$

Для выбранного по условиям (2.1), (2.4) П.3 тока срабатывания защиты 2 определяется кратность тока  $I_* = 0,8 \cdot I_{к.мин}^2 / I_{с.з2}$ , и затем подбирается времятоковая характеристика реле СПАС защиты 2. рекомендуется начать выбор с «нормальной» характеристики. Для этой характеристики СПАС определяем коэффициент  $k$  по выражению

$$k = \frac{t_{с.3}(I^\alpha - 1)}{\beta}, \quad (3.2)$$

где  $\alpha$ ,  $\beta$  – коэффициенты, определяющие крутизну зависимых времятоковых характеристик и имеют следующие значения для каждого из типов «семейства» характеристик МЭК: «нормальная» –  $\alpha = 0,02$ ,  $\beta = 0,14$ ; «очень зависимая» –  $\alpha = 1$ ,  $\beta = 13,5$ ; «экстремально зависимая» –  $\alpha = 2$ ,  $\beta = 80$ .

Далее для построения времятоковой характеристики реле СПАС защиты 2 рассчитываются значения  $t_{с.3}$  при нескольких произвольных значениях  $I_*$ , например, 1,5; 2; 2,5 и 3 при выбранном значении  $k$  по выражению (3.2).

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

**Пример 1.** Трансформатор 0,16 МВ·А,  $I_{пр} = 20$  А. Ток срабатывания защиты 2  $I_{с.3.2} = 75$  А (первичных). Ток  $I_{к.мин}^2 = 150$  А. Определяется расчетный ток  $I_{расч} = 0,8 \cdot I_{к.мин}^2 = 0,8 \cdot 150 = 120$  А. При этом токе определяется время плавления плавкого предохранителя  $t_{пл} = 0,4$  с (рис. П.3.1). Принимаем ступень селективности  $\Delta t = 0,3$  с и определяем  $t_{с.3.2} = t_{пл} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7$  с.

Кратность тока  $I_* = 0,8 \cdot I_{к.мин}^2 / I_{с.3.2} = 120 / 75 = 1,6$ . Для нормальной характеристики по выражению (3.1) определяется коэффициент  $k$

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

Принимается минимальная уставка коэффициента  $k = 0,05$  (рис. П.3.2)

Для построения времятоковой характеристики реле СПАС защиты 2 рассчитывается несколько значений  $t_{с.3.2}$  по выражению

$$t = \frac{KV}{I^\alpha - 1} \quad (3.3)$$

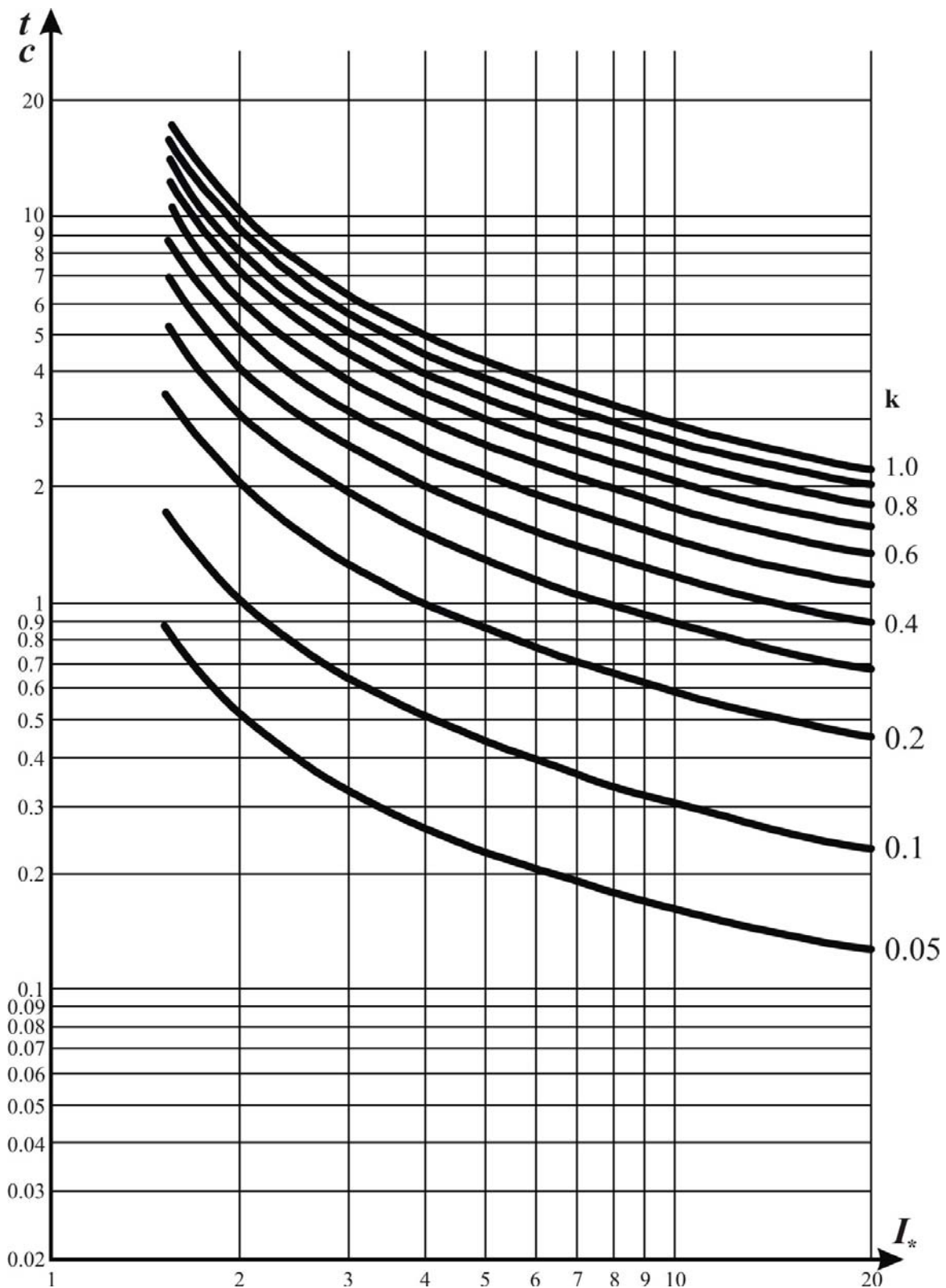


Рис. П.3.2. Нормальная характеристика по МЭЖ (тип Normal inverse,  $\alpha = 0,02$ ;  $\beta = 0,14$ )



$$\text{При } I_* = 1,3 \text{ (100 A)} \quad t_{c.32} = \frac{0,05 \cdot 0,14}{1,3^{0,02} - 1} = 1,9 \text{ с}$$

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

Построенные характеристики 1 и 2 показывают, что селективность обеспечивается при всех значениях токов КЗ (рис 3.1).

**Пример 2.** При тех же данных, что и в предыдущем примере, но при меньшем токе срабатывания защиты 2, например, = 50 А (первичных), кратность тока  $I_* = 120/50 = 2,4$ , а коэффициент  $k$  по выражению (3.2)

$$k = \frac{0,7 \cdot (2,4^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,09.$$

принимая  $k = 0,1$ .

По выражению (3.3) для «нормальной» времятоковой характеристики определяем при разных кратностях тока  $I_*$

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

Построенная на рис. П. 3.1, б штрих-пунктирная кривая 2' пересекается с характеристикой предохранителя 1, что указывает на отсутствие селективности при малых значениях токов КЗ, т. е. при маловероятных междуфазных КЗ внутри трансформатора. Если защита 2 чувствительна к КЗ за трансформатором, то рекомендуется согласовать характеристики этой линейной защиты 2 и автоматических выключателей на линиях низшего напряжения (0,4 кВ).

В этом же случае можно попробовать использовать другую времятоковую характеристику SPAC, а именно «очень зависимую» (very inverse-time) характеристику, для которой значения коэффициентов  $\alpha = 1$ ,  $\beta = 13,5$ . Для этой характеристики определяем коэффициент  $k$  по выражению (3.2)

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

при  $t_{c.3.2} = 0,7$  с и  $I_* = 120/50 = 2,4$   $k = 0,07$ . Определяется по выражению (3.3) время срабатывания реле СПАС при разных кратностях тока: 1,3; 1,5; 2,0; 2,5 и 3. При  $I_* = 1,3$  ( $I = 65$  А):

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

при $I_* = 1,5$ (75 А)	$I_{c.3.2} = 1,9$ с;
1,8 (90 А).....	1,2 с;
2,0 (100 А).....	0,9 с;
2,5 (125 А).....	0,6 с;
3,0 (150 А).....	0,5 с.

Из этих цифр видно, что использование «очень зависимой» характеристики несколько уменьшает время срабатывания защиты 2 при больших токах КЗ.

Кривая  $2V$  построена на рис. П.3.1,*а* в масштабе отличном от рис. П.3.1,*б*.

Далее для сравнения производится расчет «экстремальной» времятоковой характеристики, для которой значения  $\alpha = 2$ ,  $\beta = 80$ . Коэффициент  $k$  определяется по выражению (3.2)

$$k = \frac{t_{c.3} \cdot (I_*^\alpha - I)}{\beta} = \frac{t_{c.3.2} \cdot (I_*^2 - I)}{80}$$

и для  $t_{c.3.2} = 0,7$  с и  $I_* = 120/50 = 2,4$ :  $k = 0,04$ , но принимаем  $k$  (минимально возможный). По выражению (3.3)

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

определяется несколько значений  $t_{c.3}$

при $I_* = 1,3$ (75 А)	$I_{c.3.2} = 5,8$ с;
1,5 (90 А).....	3,2 с;
1,8 (90 А)	1,8 с;
2,0 (100 А).....	1,3 с;
2,5 (125 А).....	0,76 с;
3,0 (150 А).....	0,5 с.

Экстремальная характеристика построена на рис. 3.1 (кривая  $E_x$ ). Хорошо видно, что защита 2 с «экстремальной» характеристикой обеспечивает значительно лучшую селективность защиты линии с предохранителем 1, чем с другими характеристиками («нормальной»  $N$  и «очень зависимой»  $V$ ). Однако при повреждениях на линии, например, в диапазоне токов КЗ от 80 до 110 А при использовании экстремальной характеристики защита линии будет действовать значительно медленнее, чем при использовании других характеристик. Поскольку вероятность КЗ на линиях значительно выше, чем вероятность междуфазных внутри бака трансформаторов, использование экстремальной характеристики в данном случае следует считать нецелесообразным. Тем более, что при КЗ на выводах трансформатора (в данном примере  $I_k = 150$  А, рис. П.3.1,  $a$ ) все рассмотренные характеристики идентичны:  $t_{с.з} \approx 0,5$  с. Кроме того, использование «экстремальной» характеристики вместо «нормальной» может потребовать увеличение времени срабатывания вышестоящей защиты (которая на рис. П.3.1 не показана).

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

## РАСЧЕТ УСТАВОК ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ОТ ТОКОВ КЗ НА ЗЕМЛЮ ОДИНОЧНЫХ ЛИНИЙ 110 КВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

**Общие сведения.** Максимальная токовая защита нулевой последовательности реагирует на однофазные и двухфазные КЗ на землю, общее число которых составляет около 85 % всех КЗ в сетях 110 кВ. Токовые реле этой защиты включены в нулевой провод полной звезды трансформаторов тока линии или на трансформатор тока в заземленной нейтрали 110 кВ силового трансформатора, где в нормальном симметричном режиме протекают только токи небаланса. Токи срабатывания защит от КЗ на землю поэтому не нужно отстраивать от токов перегрузки, как это требуется для максимальных токовых защит от междуфазных КЗ, и, следовательно, они могут обладать высокой чувствительностью к удаленным КЗ на землю [22].

Максимальные токовые защиты нулевой последовательности выполняются двух-, трех- или четырехступенчатыми.

Расчет ступенчатой максимальной токовой защиты нулевой последовательности включается в определение токов срабатывания ( $I_{с.з}$ ) выдержек времени ( $t_{с.з}$ ) и чувствительности каждой из ступеней защиты, а также в определении необходимости выполнения той или иной ступени или всей защиты с элементом направления мощности нулевой последовательности или без него. Выдержки времени токовой защиты нулевой последовательности, так же как и других максимальных токовых защит, выбираются по ступенчатому принципу. Последующие защиты должны для обеспечения селективности согласовываться по чувствительности (по току) с предыдущими. Токи нагрузки при этом не учитываются. Особенностью выбора ставок является *учет токораспределения при КЗ на землю*, которое зависит от режима *нейтралей 110 кВ*, т. е. от количества, места включения и сопротивления нулевой последовательности трансформаторов с заземленными нейтральями 110 кВ, а также от схемы прилегающих сетей 110 кВ и выше. Режим нейтралей рекомендуется поддерживать стабильным (для каждой электрической сети режим нейтралей должен быть определен специальным решением).

Принципы и схемы выполнения, а также методы и условия расчета ступенчатых токовых защит нулевой последовательности от КЗ на землю (МТЗНП) на линиях 110 кВ и выше подробно изложены в [22, 25].

Ниже рассмотрен пример расчета аварийных токов при КЗ на зем-

лю и уставок максимальных токовых защит нулевой последовательности для нескольких характерных участков 110 кВ распределительной сети *простейшей* конфигурации. В этом примере производится выбор уставок только защит нулевой последовательности, поскольку для сетей 110 кВ и выше принят отдельный выбор уставок защит от КЗ на землю и защит от междуфазных КЗ (последние рассмотрены в предыдущих разделах).

**Пример П.4.1. Расчет уставок токовых защит нулевой последовательности от КЗ на землю одиночных линий 220 кВ.**

Рассчитываются рабочие уставки максимальной токовой защиты нулевой последовательности на одиночной тупиковой ВЛ 110 кВ (рис. П.4.1,а).

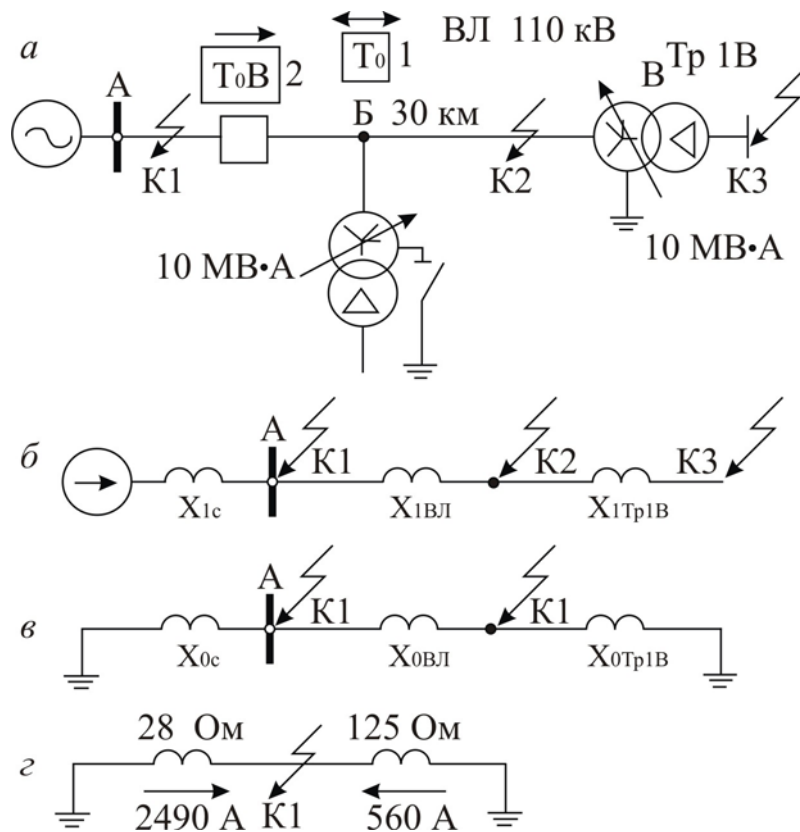


Рис. П.4.1. Расчетная схема (а), схема замещения прямой (б) и нулевой (в) последовательностей и токораспределение в схеме нулевой последовательности при КЗ в точке К1 (z) к примеру П.4.1

**Решение.** Для расчета токов при КЗ на землю [24, 25] составляются схемы замещения прямой и обратной последовательностей (в распределительных сетях они одинаковы) и нулевой последовательности (рис.

П.4.1, б и в). Сопротивления питающей системы до шин подстанции А, исключая рассматриваемую ВЛ: в максимальном режиме  $x_{1с.макс} = 20 \text{ Ом}$ ;  $x_{0с.макс} = 28 \text{ Ом}$ ; в минимальном режиме  $x_{1с.макс} = 26 \text{ Ом}$ ;  $x_{0с.макс} = 45 \text{ Ом}$ . Сопротивления ВЛ 110 кВ при расчетах токов КЗ на землю вычисляются обычно без учета активной составляющей:  $x_1 = x_{1уд} \cdot l = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом}$ ; для одноцепной ВЛ 110 кВ со стальным грозозащитным тросом  $x_0 \approx 3x_1 = 3 \cdot 12 = 36 \text{ Ом}$ . Для трансформатора с изолированной нейтралью подстанции Б в выполняемом расчете требуется знать лишь минимальное сопротивление прямой последовательности:  $x_{1тр мин} = 89 \text{ Ом}$  при  $S_{ном.тр} = 10 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $u_{к.мин} = 9,5 \%$ ,  $\Delta U_{РПН} = \pm 16 \%$ , согласно выражению (5.1) Приложения 8. Для трансформатора с заземленной нейтралью 110 кВ (подстанция В) со стандартной схемой соединения обмоток Y/Δ-11 принимается  $x_{0тр} \approx x_1$ , если в паспорте трансформатора особо не указано значение  $x_{0тр}$ , которое может быть на 10-20 % меньше, чем  $x_{1тр}$ . В зависимости от назначения расчета токов КЗ на землю принимается  $x_{0с.макс}$  или  $x_{0тр мин}$ . Для трансформатора подстанции В при  $S_{ном.тр} = 10 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ,  $u_{к.мин} = 9,5 \%$ ,  $x_{0с.макс} = 9,5 \%$ ,  $\Delta U_{РПН} = \pm 16 \%$ , по формулам (8.1) и (8.2) Приложения 8  $x_{1тр мин} \approx 89 \text{ Ом}$ ;  $x_{0тр макс} \approx x_{1тр макс} = 182 \text{ Ом}$ . Все перечисленные сопротивления приведены к напряжению 110 кВ.

Ток срабатывания отсечки без выдержки времени (так же как и ускоряемых после АПВ ступеней защиты) с реле РТ-40 отстраивается от броска токов напряжения трансформаторов, работающих с заземленными нейтралью и включаемых под напряжение при включении защищаемой линии.

Но при выполнении небольшого замедления действия отсечки, превышающего возможную разновременность включения фаз линейного выключателя, допустимо вообще не отстраивать ее ток срабатывания от броска токов намагничивания трансформаторов.

Определяется возможность выполнения отсечки без элемента направления мощности нулевой последовательности (что всегда желательно для повышения надежности ее работы). Для этого необходимо вычислить максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности  $3I_{0макс}$ , проходящего через отсечку при КЗ на землю на шинах питающей подстанции А (КЗ «за спиной» в точке К1), обусловленного заземленной нейтралью на защищаемой линии. Вначале вычисляется ток  $3I_{0К1}^{(1)}$  в точке К1 при максимальном режиме энергосистемы

$$3I_{0K1}^{(1)} = \frac{3U_{\phi}}{2x_{1K1} + x_{0K1}} = \frac{3 \cdot 110000}{\sqrt{3}(2 \cdot 20 + 23)} = 3050 \text{ А},$$

где  $x_{1K1} = x_{2K1} = x_{1c.макс} = 20 \text{ Ом}$  (рис. П.4.1, б);

$$x_{0K1} = \frac{x_{0c}(x_{0ВЛ} + x_{0тр})}{x_{0c} + (x_{0ВЛ} + x_{0тр})} = \frac{28 \cdot (36 + 89)}{28 + (36 + 89)} = 23 \text{ Ом (рис. П.4.1, в)}.$$

Если же принять значение сопротивлений питающей энергосистемы максимально возможным, соответствующим минимальному режиму ее работы (26 и 45 Ом), то значение тока КЗ в точке К1 уменьшается (2240 А), но составляющая этого тока со стороны ВЛ может быть больше, чем в максимальном режиме энергосистемы.

Составляющие тока  $3I_{0К}$  обратно пропорциональны соответствующим сопротивлениям в схеме замещения нулевой последовательности, приведенным к точке сопротивления в схеме замещения нулевой последовательности, приведенным к точке КЗ (К1, рис. П.4.1, г)

$$\text{со стороны системы } 3I_{0c} = \frac{3I_{0K1} \cdot x_{0K1}}{x_{0c}} = \frac{3050 \cdot 23}{28} = 2490 \text{ А};$$

$$\text{со стороны ВЛ } 3I_{0ВЛ} = \frac{3I_{0K1} \cdot x_{0K1}}{x_{0c}} = \frac{3050 \cdot 23}{125} = 560 \text{ А}.$$

Для проверки  $3I_{0K1} = 2490 + 560 = 3050 \text{ А}$ .

Составляющие тока в минимальном режиме работы энергосистемы: от системы 1647 В, со стороны ВЛ 593 А, т. е. больше чем 560 А.

Ток срабатывания ненаправленной отсечки без выдержки времени отстраивается от наибольшего значения тока при КЗ «за спиной» (точка К1, рис. П.4.1):

$$I_{c.0} \geq k_n \cdot 3I_{0ВЛ} = 1,3 \cdot 593 = 770 \text{ А},$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности (отстройки), равный 1,3 для отсечки без выдержки времени с реле РТ-40.

При двухфазном КЗ на землю значения токов будут меньше, чем при рассмотренном однофазном КЗ, поскольку в этом примере  $x_{1к} < x_{0к}$ .

Коэффициент чувствительности отсечки определяется при КЗ на землю в конце защищаемой тупиковой линии (точка К2). Сопротивления до точки К2:

$$x_{1\text{ К2}} = x_{1\text{с.мин}} + x_{1\text{ВЛ}} = 25 + 12 = 38 \text{ Ом (рис. П.4.1, б);}$$

$$x_{0\text{ К2}} = \frac{89 \cdot (45 + 36)}{89 + (45 + 36)} = 42,4 \text{ Ом (рис. П.4.1, в).}$$

Поскольку  $x_1 < x_0$ , меньшее значение  $3I_0$  будет при двухфазном КЗ на землю

$$3I_{0\text{К2}}^{(2)} = \frac{3U_{\phi}}{x_{1\text{К2}} + 2x_{0\text{К2}}} = \frac{3 \cdot 110000}{\sqrt{3}(38 + 2 \cdot 42,4)} = 1553 \text{ А,}$$

в том числе со стороны энергосистемы  $3I_{0\text{с}} = \frac{1553 \cdot 42,4}{81} = 813 \text{ А,}$  со

стороны трансформатора подстанции В 740 А (для проверки  $813 + 740 = 1553 \text{ А}$ ). Коэффициент чувствительности  $k_{\text{ч}}^{(1.1)} = \frac{813}{770} = 1,05$ , что указы-

вает на эффективность отсечки, защищающей всю линию, но не позволяет считать ее основной защитой линии, т. к. необходимо иметь для основной защиты  $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ . При КЗ в начале линии

$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{1522}{770} = 1,98 > 1,2$ , что требуется для дополнительной защиты [25].

Надо отметить, что допускается не считаться с двухфазным КЗ на землю, если защита от междуфазных КЗ достаточно чувствительна при этом виде КЗ. Но в данном примере и при однофазном КЗ

$k_{\text{ч.мин}}^{(1)} = \frac{844}{770} = 1,1 > 1,5$ . Поэтому выполняется вторая ступень – макси-

мальная токовая защита нулевой последовательности с элементом направления мощности. Последнее позволяет не отстраивать ее по току срабатывания от КЗ «за спиной» и обеспечить необходимую чувствительность при КЗ в конце линии.

Ток срабатывания этой защиты должен быть отстроен от тока небаланса в нулевом проводе схемы соединения обмоток трансформаторов тока в звезду при внешних замыканиях между фазами, в данном случае при трехфазном КЗ за трансформатором подстанции Б (ближайшей и с наиболее мощным трансформатором), и выбирается по выражению

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{н}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{расч}}, \quad (4.1)$$

где  $k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности (отстройки), учитывающий погреш-



ности реле, ошибки расчета и необходимый запас, принимаемый равным 1,25;  $k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, принимается равным 2 – при выдержке времени рассматриваемой ступени до 0,1 с; 1,5 – при выдержке времени до 0,3 с, 1 – при выдержке времени выше 0,5 с;  $k_{\text{нб}}$  – коэффициент небаланса, принимается равным 0,05 при небольших кратностях расчетного тока (тока срабатывания)  $\leq 3$  и равным 0,1 при кратностях тока не более 0,8  $k_{10 \text{ доп}}$  при фактической расчетной нагрузке;  $I_{\text{расч}}$  – максимальное значение тока при внешнем трехфазном КЗ.

Для условий этого примера рассчитывается ток трехфазного КЗ за трансформатором подстанции Б, подключенном к защищаемой линии на расстоянии 10 км от подстанции А ( $x_{\text{ВЛ}} = 4 \text{ Ом}$ ). По выражению (8.2) Приложения 8

$$I_{\text{к.макс}}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3}(20 + 4 + 89)} = 563 \text{ А.}$$

Выбирая время срабатывания защиты 0,5 с, принимается  $k_{\text{пер}} = 1$ . Предварительно принимается  $k_{\text{нб}} = 0,1$ . Ток срабатывания по выражению (4.1)  $I_{\text{с.з}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 563 = 70 \text{ А}$ . Коэффициент чувствительности защиты при однофазном КЗ защищаемой линии  $844/70 = 12 > 1,5$ , при двухфазном КЗ на землю  $813/70 = 11,6$ .

Для проверки допустимости принятого значения  $k_{\text{нб}} = 0,1$  принимаем, что сопротивление нагрузки на трансформаторы тока  $z_{\text{н.расч}} = 0,4 \text{ Ом}$ . По кривой предельных кратностей трансформатора тока типа ТФНД-110М (ТФЗМ110Б) для классов  $P_1, P_2$  этому значению сопротивления соответствует допустимая кратность  $k_{10 \text{ доп}} = 10$ , при которой  $\varepsilon = 10 \%$ . Фактически предельная кратность  $k_{10} = \frac{1,1 \cdot 70}{150} < 1$  при

$k_A = 150/5$ . Следовательно, можно было бы принять в выражении (4.1)  $k_{\text{нб}} = 0,05$  и уменьшить ток срабатывания защита. Но учитывая достаточно большие значения коэффициентов чувствительности при выбранном  $I_{\text{с.з}} = 70 \text{ А}$ , оставляем эту уставку.

При необходимости снизить выбранное выше время срабатывания защиты (по условиям выбора уставок аналогичных защит в питающей сети) можно выбрать больший ток срабатывания этой защиты: 105 А (время от 0,1 до 0,3 с) или 140 А (время до 0,1 с); значения коэффициентов чувствительности останутся достаточно большими.

**РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ, ТОКОВОЙ  
ОТСЕЧКИ И ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ НУЛЕВОЙ  
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СО  
СХЕМАМИ СОЕДИНЕНИЯ ОБМОТОК Y/Y И Δ/Y  
6(10)/0,4 – 0,23 кВ**

**Пример П. 5.1.** Выбираются уставки максимальной токовой защиты, токовой отсечки на стороне 6 кВ и защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ трансформатора ТМ-1 (1000 кВ·А), 6/0,4-0,23 кВ,  $u_k = 5,5 \%$ , схема соединения Y/Y. Трансформатор подключен к шинам ЦРП промышленного предприятия.

**Решение.** Рассчитываются токи при трехфазном КЗ: на стороне 6 кВ – 4900 А; на стороне 0,4 кВ – 1400 А, приведенные к напряжению 6 кВ.

Рассчитывается коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки:  
 $k_{сзп} = 2,5$ .

Выбирается ток срабатывания максимальной защиты на стороне 6 кВ, выполненной по схеме неполной звезды с двумя реле РТ-85, дешунтирующими соответственно двумя электромагнитными отключениями (табл. 2.1). По условию (2.1) Приложения 2 ток срабатывания защиты должен быть не менее 330 А при  $k_n = 1,1$ ;  $k_{сзп} = 2,5$ ;  $k_v = 0,8$ ;  $I_{раб.макс} = I_{ном.тр} = 96$  А, приведенным к напряжению 6 кВ. По условию обеспечения бездействия защиты после работы АВР на стороне 0,4 кВ

$$I_{с.з} \geq k_n (k_{сзп} I_{раб.макс.рез} + I_{раб.макс}) = 1,2(2,5 \cdot 0,7 \cdot 96 + 0,7 \cdot 96) = 280 \text{ А},$$

где  $I_{рабмакс.рез}$  – максимальный рабочий ток секции 0,4 кВ, которая подключается к рассматриваемому трансформатору при срабатывании устройства АВР, принимается равным (0,65–0,7)  $I_{ном.тр}$ ;  $I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток рассматриваемого трансформатора, который в схеме с АВР не должен превышать (0,65–0,7)  $I_{ном.тр}$ , чтобы не допускать опасной перегрузки трансформатора после действия АВР.

Предварительно принимается  $I_{сз} = 330$  А, приведенным к напряжению 6 кВ, или 4950 А, приведенным к напряжению 0,4 кВ (345 %  $I_{ном.тр}$ ). Проверяется согласование характеристики защиты трансформатора с наиболее высокой из характеристик срабатывания предыдущих защитных устройств элементов 0,4 кВ. Для примера на карте селективности рис. П.5.6, а построена защитная характеристика 1

селективного автомата АВ наиболее мощного элемента 0,4 кВ ( токи приведены к напряжению 6 кВ). Характеристика 2 максимальной защиты трансформатора с реле типа РТ-85 и током срабатывания 330 А подбирается таким образом, чтобы обеспечить ступень селективности  $\Delta t > 0,5$  с при всех возможных значениях токов КЗ. При этом время действия защиты 2 в независимой части не следует допускать большим, чем 0,5-1 с, чтобы не увеличивать времени срабатывания защит питающих элементов 6 кВ (последующих). При выполнении защиты 2 с реле типа РТВ следовало бы принять  $t_{с.з}$  не менее 0,7 с в независимой части характеристики.

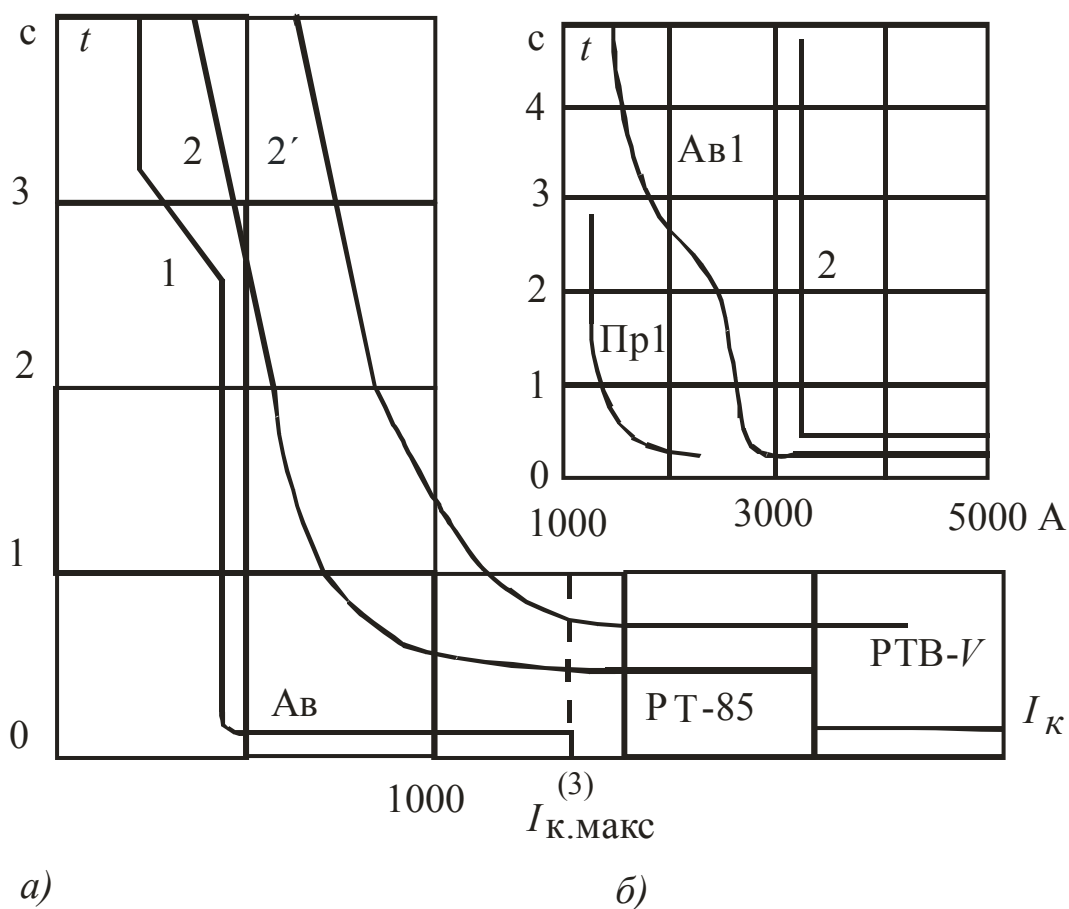


Рис. П.5.1. Карты селективности к примеру П.5.1:  
 а – согласование характеристик 1 максимальной токовой защиты трансформатора на стороне 6 кВ (кривые 2 и 2') и автомата на стороне 0,4 кВ (кривая 1); токи приведены к напряжению 6 кВ; б – согласование характеристики защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ трансформатора (кривая 2) и характеристик предохранителей (Пр1) и автомата (Ав1) элементов 0,4 кВ; токи отнесены к напряжению 0,4 кВ

Проверяется чувствительность максимальной защиты трансформатора, выполненной по схеме неполной звезды (рис. П.5.2, а).

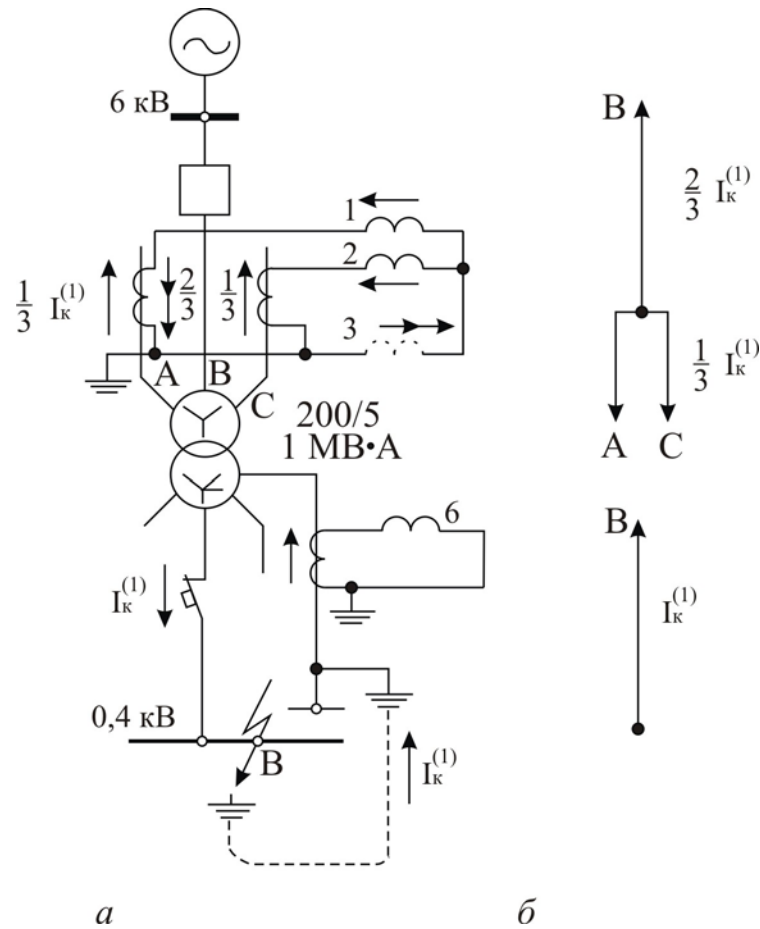


Рис. П.5.2. Схема включения реле тока 1-3 и 6 защит (а) трансформатора с соединением обмоток Y/Y и векторные диаграммы (б) полных токов при однофазном КЗ фазы В на стороне 0,4-0,23 кВ к примеру П.5.1

а) При двухфазном КЗ за трансформатором. Расчетный ток в реле (табл. 2.1)

$$I_{р.мин} = \frac{\sqrt{3} I_{к.мин}^{(3)}}{2 k_A} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1400}{2 \cdot 200/5} = 30 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле равен 8 А. Коэффициент чувствительности  $k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р.мин}}}{I_{\text{с.р}}} = 30/8 = 3,7$ . Для максимальных токовых защит трансформаторов с низшим напряжением 0,23-0,4 кВ наименьший коэффициент чувствительности может быть около 1,5 [17]. Однако учитывая большую вероятность возникновения КЗ через переходное сопротивление и уменьшения из-за этого значения тока КЗ, рассчитанного без переходного сопротивления, весьма желательно обеспечивать более высокий коэффициент чувствительности защиты. В ГОСТ 28249-93 приводится методика определения тока КЗ с учетом переходного сопротивления на стороне 0,4 кВ при помощи коэффициентов снижения  $k_{\text{с}}$ . Значения  $k_{\text{с}}$  находятся в пределах 0,5-0,8 и, следовательно, желательно обеспечивать коэффициент чувствительности максимальной защиты трансформаторов 10/0,4 кВ и 6/0,4 кВ более 1,5. Однако, при большой рабочей нагрузке и большом значении токов самозапуска токи срабатывания МТЗ оказываются весьма велики (в данном примере 345 %  $I_{\text{ном.тр}}$ ). Наиболее целесообразным считается выполнение отдельной резервной защиты для подобных трансформаторов, которая по принципу действия не срабатывала бы при токах самозапуска нагрузки. Создать такую полноценную защиту на аналоговых реле не удалось. Ведутся разработки цифровой чувствительной защиты, которая была бы отстроена от токов самозапуска нагрузки (двигательной).

б) При однофазном КЗ за трансформатором (рис. П.5.2). Расчетный ток в реле (табл. 2.1) определяется по току однофазного металлического КЗ, который вычисляется без учета сопротивления питающей энергосистемы до места включения трансформатора и без учета переходного сопротивления в месте КЗ [17]:

$$I_k^{(1)} = \frac{3U_{\text{ф}}}{(2z_{1\text{тр}} + z_{0\text{тр}})}. \quad (5.1)$$

Для трансформаторов со схемой соединения Y/Y значения  $z_{0\text{тр}}$  в несколько раз больше, чем  $z_{1\text{тр}}$ . Это объясняется тем, что при однофазном КЗ на стороне низшего напряжения 0,4 кВ, благодаря глухо заземленной нейтрали на этой стороне, в обмотке 0,4 кВ трансформатора протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательностей, в то время как в обмотке 6 (10) кВ - только токи прямой и обратной последовательностей. В результате токи нулевой последовательности являются целиком намагничивающими токами. Магнитные потоки, создаваемые этими токами, во всех стержнях магнитопровода направлены в одну

сторону и поэтому замыкаются через стенки бака, изолирующую среду, стяжные болты, что и определяет высокое значение сопротивления намагничивания этих трансформаторов, а следовательно, и  $z_{0\text{тр}}$  по сравнению с  $z_{1\text{тр}}$ . Соответственно, и ток  $I_k^{(1)}$  имеет в несколько раз меньшее значение, чем ток трехфазного КЗ. По этой же причине ( $z_{0\text{тр}} \gg z_{1\text{тр}}$ ) в выражении (5.1) не учитывается сопротивление питающей системы, которое обычно имеет небольшую величину по сравнению с сопротивлением трансформатора при однофазном КЗ. Значения этих сопротивлений для трансформаторов Y/Y различной мощности следует принимать по литературе, выпущенной после 1969 г., в которой приведены значения этих сопротивлений.

Для практических расчетов выражение (5.1) представляется в следующем виде [17]:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{1/3z_{\text{тр}}^{(1)}}, \quad (5.1,а)$$

где

$$\frac{1}{3}z_{\text{тр}}^{(1)} = \frac{2z + k_{0\text{тр}}z_{1\text{тр}}}{3}. \quad (5.2)$$

В выражениях (5.1) и (5.2)  $z_1$  и  $z_0$  – полные сопротивления соответственно, прямой и нулевой последовательностей трансформатора:  $k_0$  – коэффициент, показывающий, во сколько раз  $z_{0\text{тр}}$  больше  $z_{1\text{тр}}$ ;  $z_{\text{тр}}^{(1)}$  – полное сопротивление трансформатора при рассматриваемом виде КЗ;  $U_\phi$  – фазное напряжение (230 В для рассматриваемой сети 0,4–0,23 кВ). Значения сопротивлений  $\frac{1}{3}z_{\text{тр}}^{(1)}$ , отнесенные к напряжению 0,4 кВ, приведены в [16].

Для трансформатора типа ТМ-1 (1000 кВ·А)  $\frac{1}{3}z_{\text{тр}}^{(1)} = 0,027$  Ом.

Ток однофазного КЗ по выражению (5.1,а)  $I_k^{(1)} = 230 \text{ В} / 0,027 \text{ Ом} = 8500 \text{ А}$ , или 565 А, приведенным к напряжению 6 кВ, т. е. примерно в 3 раза меньше, чем при трехфазном КЗ.

На рис. П.5.2 видно, что расчетные токи в реле максимальной защиты, установленной на стороне 6 кВ, при однофазном КЗ на стороне 0,4 кВ будут равны: при двухрелейной схеме защиты (реле 1, 2)

$$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{3k_A} = \frac{565}{3 \cdot 200/5} = 4,7.$$

при трехрелейной схеме (реле 1-3)  $I_p = 9,4$  А.

Однако и трехрелейная схема не обеспечивает необходимого коэффициента чувствительности  $k_{чА}^{(1)} = \frac{I_p}{I_{с.р}} = 9,4/8 = 1,18 \ll 1,5$ . Поэтому

дополнительно устанавливается специальная защита нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ (реле 6 на рис. П.5.2), предназначенная для работы при однофазных КЗ на землю [17].

Выбираются ток и время срабатывания защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ. Ток срабатывания выбирается по следующим условиям.

а) отстройка от наибольшего допустимого тока небаланса в нулевом проводе трансформатора  $Y/Y$  в нормальном режиме ( $I_{нб} < 0,25I_{ном.тр}$  – ГОСТ 11677-75):

$$I_{с.з} \geq k_H I_{нб} \geq 0,51I_{ном.тр}. \quad (5.3)$$

б) согласование чувствительности и времени с характеристиками защитных устройств электродвигателей и линий 0,4 кВ, не имеющих защит нулевой последовательности, т. е. согласование с характеристиками предохранителей или максимальных расцепителей автоматов.

в) обеспечение достаточной чувствительности при однофазных КЗ на землю на стороне 0,4 кВ защищаемого трансформатора ( $k_{чАосн} \approx 2$ ). Следует также обеспечить резервирование защитных устройств элементов 0,4 кВ.

Для условий рассматриваемого примера  $I_{ном.тр} = 1450$  А, приведенным к напряжению 0,4 кВ. По условию п. «а»  $I_{с.з} = 0,5 \cdot 1450 = 725$  А. По условию п. «б» ток срабатывания защиты надо выбрать таким образом, чтобы обеспечить ступень селективности с характеристиками защитных устройств элементов 0,4 кВ, не имеющих специальных защит нулевой последовательности.

На рис.П.5.1, б построены защитные характеристики 1 наиболее мощных элементов 0,4 кВ, защита которых может осуществляться с помощью предохранителей (Пр) или автоматов (Ав). Очевидно, что по условию п. «б» следует принять ток срабатывания защиты нулевой последовательности 2 равным  $I_{с.з} \geq 3300$  А при  $I_{с.з} = 0,6$  с (рис. П.5.1, б). При этом коэффициент чувствительности для основной зоны защиты

$$k_{\text{ч}\Delta}^{(1)} = \frac{I_k^{(1)}}{I_{\text{с.з}}} = 8500/3300 = 2,6 > 1,5. \text{ Однако выбранные таким формаль-}$$

ным образом ставки для защиты нулевой последовательности (реле 6 на рис. П.5.1, *a*) ни в коем случае нельзя принять как рабочие. Во-первых, время срабатывания этой очень важной защиты не следует устанавливать более 0,3 с, т. к. опыт эксплуатации показывает, что в сетях этого класса напряжения однофазное КЗ на землю существует лишь в короткий момент времени, а затем здесь происходит междуфазное КЗ и, следовательно, ток нулевой последовательности исчезает и защита с реле 6 не может сработать. По этой же причине нежелательно выполнять реле 6 с обратозависимой времятоковой характеристикой, например, типа РТ-80 (как это, к сожалению, встречается на практике).

Наряду с этим очень большое значение тока срабатывания, выбранное по условию согласования чувствительности (3300 А), делает эту защиту малоэффективной, хотя, как известно, однофазные КЗ на землю являются наиболее частым видом повреждения, и надо стремиться к их быстрому отключению до возникновения междуфазного КЗ в этой же точке. Следует помнить, что защита нулевой последовательности («земляная») не требует отстройки от симметричных токов пуска и самозапуска двигательной нагрузки, и загроублять эту защиту нецелесообразно.

Каков же путь для уменьшения тока срабатывания «земляной» защиты (реле 6 на рис. П.5.2, *a*), Во-первых, снижение тока срабатывания рассматриваемой защиты может быть достигнуто путем выполнения на всех или хотя бы на наиболее мощных элементах 0,4 кВ (электродвигателях и линиях, питающих электродвигатели) специальных защит нулевой последовательности от КЗ на землю, (земляных), которые могут иметь небольшие токи срабатывания (100-200 А), поскольку не должны отстраиваться от режимов перегрузки. Они действуют без выдержки времени. Надо отметить, что этот путь наиболее целесообразный. Хотя он требует определенных затрат, но они безусловно окупятся, о чем свидетельствует многолетний опыт эксплуатации электроустановок. Второй путь состоит в том, чтобы используя «Правила» [17], не согласовывать рассматриваемую защиту нулевым последовательности с защитами отходящих элементов 0,4 кВ. т. е. допускай неселективное отключение трансформатора 6/0,4 кВ или 10/0,4 кВ при однофазном КЗ через переходное сопротивление на каком-либо из этих элементов 0,4 кВ. Коэффициент чувствительности в зоне резервирования в этом примере не рассчитывается.



Выбирается ток срабатывания отсечки на реле РТ-85. По выражению  $I_{c.o} = k_n k_{сзп} I_{рабmax}$ :  $I_{c.o} \geq 1,6 \cdot 1400 = 2200$  А, где  $k_n = 1,6$ . Кратность отсечки  $2200/330 \approx 6,7$ , что может быть выполнено на реле этого типа. Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ в месте установки отсечки  $k_{чА}^{(2)} = 0,865 \cdot 4900/2200 = 1,93 \approx 2$ , что соответствует [17]. При выполнении отсечки на реле другого типа, обеспечивающих более высокую точность, например РТ-40, можно принять меньшее значение:  $k_n = 1,3-1,4$ . и тогда  $I_{c.o} = 1850$  А,  $k_{чА}^{(2)} = 2,3 > 2$ .

Достаточно чувствительная токовая отсечка необходима для быстрого отключения КЗ на выводах 6(10) кВ и частично в самом трансформаторе, а также для снижения времени действия защит питающих элементов.

Защита 4 питающего фидера должна иметь независимую от тока характеристику, чтобы  $t_{c.34} \leq 0,4-0,5$  (рис. П.5.3).

Защита 4 имеет достаточную чувствительность в основной зоне:

$$k_{ч.осн}^{(2)} = 0,865 \cdot 4900/2860 \approx 1,5.$$

При выполнении отсечки на реле типа РТ-40  $I_{c.34} = 1,3 \cdot 1850 = 2400$  А и чувствительность защиты 4 оказывается более высокой:

$$k_{ч.осн}^{(2)} = 1,77; k_{ч.рез}^{(2)} > 1,2.$$

Но повреждения за трансформаторами не резервируются, что допускается «Правилами» [17].

Производится расчетная проверка трансформаторов тока, проверка чувствительности реле защиты и электромагнита отключения (ЭО) после дешунтирования по условиям:

$$k_{чз} = \frac{I_{pmin}}{k_B I_{сз}} (1 - \lambda\%/100) \quad (5.4)$$

и 
$$k_{чЭО} = \frac{I_{pmin}}{k_y I_{срЭО}} (1 - \lambda\%/100) \quad (5.5)$$

где  $k_v$  – коэффициент, учитывающий уменьшение тока в ЭО по сравнению с током в реле защиты при двухфазном КЗ за защищаемом трансформаторе.

Также проверка допустимости применения реле РТ-85 по максимальному значению тока КЗ.

а) Проверка на 10%-ную погрешность производится при токе срабатывания отсечки (2200 А);  $k_{10} = 1,1 \cdot 2200/200 = 12,1$ , чему соответствует допустимое сопротивление нагрузки  $z_{н.доп} = 0,7$  Ом. Фактическая

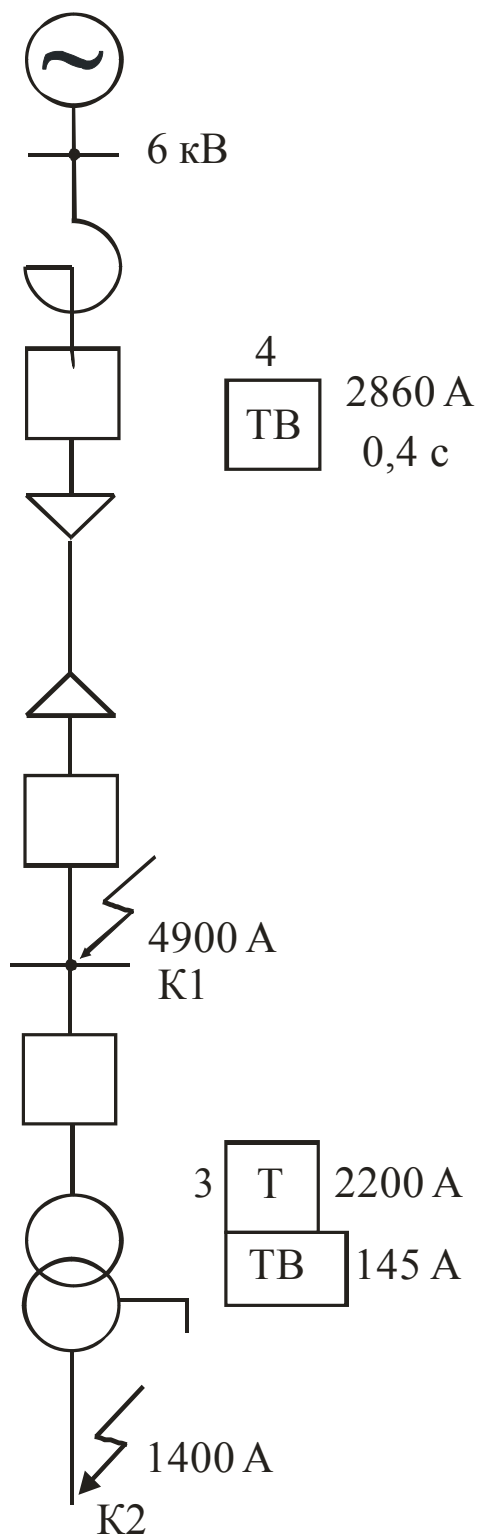


Рис. П. 5.3. Схема с указанием типов защит и уставок к примеру 1

расчетная нагрузка не превышает 0,7 Ом и в режиме до дешунтирования ЭО погрешность  $\varepsilon < 10\%$ .

б) После дешунтирования ЭО значение  $z_{н.расч}$  возрастает на 2,3 Ом ( $z_{ЭО}$ ), становится больше, чем 0,7 Ом и, следовательно, погрешность трансформаторов тока превышает 10%. Определяется действительная токовая погрешность трансформаторов тока в режиме после дешунтирования ЭО при токе надежного срабатывания токовой отсечки, т. е. при  $k_{ч} \cdot I_{с.о} = 2 \cdot 2200 = 4400$  А, чему соответствует  $k_{макс} = 4400/200 = 22$ . Допустимое значение  $k_{10доп} = 3,7$ . Коэффициент  $A = 22/3,7 = 6$ , а  $f = 73\%$ . Однако с учетом низкого коэффициента возврата электромагнитного элемента реле РТ-85 (0,3-0,4) чувствительность отсечки по выражению (5.4) практически не уменьшается после дешунтирования ЭО и, следовательно, возврата реле РТ-85 не произойдет:

$$k_{ч.з} = \frac{0,865 \cdot 4900(1 - 0,73)n_T}{k_A 0,3 \cdot 2200} = 1,74.$$

в) Производится проверка чувствительности ЭО по условию (5.5). При токе надежного срабатывания ЭО  $1,4 \cdot 5 = 7$  А предельная кратность  $k_{10} = 1,4$ , чему соответствует  $z_{н.доп} = 7$  Ом, т. е. значительно больше, чем  $z_{н.расч} = 2,68$  Ом. Следовательно,  $\varepsilon < 10\%$  и тем более  $f < 10\%$ . Для этой схемы значение  $k_v = 1$ . При КЗ трансформатором (1400 А) ток  $I_{р.мин} = 0,865 \cdot 1400/40 = 30$  А (табл. 2.1, а). Коэффициент чувствительности ЭО по выражению (5.5)  $k_{чЭО} = 30/5 = 6$ , что значительно больше, чем требуется ( $1,2 \cdot 1,5 = 1,8$ ).

г) Проверяется точность работы реле типа РТ-85 при максимальном токе КЗ (4900 А). По значению  $z_{н.расч} = 0,38$  Ом до дешунтирования ЭО определяется  $k_{10доп} = 16$ , затем  $k_{макс} = 4900/200 = 24,5$  и коэффициент  $A = 24,5/16 = 1,53$ , при котором  $f = 30\%$ , что меньше допустимых 50%.

д) Максимальное значение напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока при  $k_{макс} = 24,5$  после дешунтирования ЭО  $U_{2макс} = \sqrt{2} \cdot 24,5 \cdot 5 \cdot 2,68 = 463$  В, что меньше допустимого (1400 В).

е) Максимальное значение вторичного тока  $I_{2кмакс} = 4900/40 = 123$  А  $< 150$  А. Таким образом, расчеты показывают допустимость применения схемы с двумя реле РТ-85 и двумя дешунтируемыми ЭО для условий этого примера.

Для защиты рассматриваемого трансформатора могут быть использованы реле тока прямого действия: два РТВ (максимальная защита) и два РТМ (отсечка). Ток срабатывания защиты по условию (2.1)

Приложения 2  $I_{с.з} = 1,3 \cdot 2,5 \cdot 96/0,7 = 445$  А;  $I_{с.р} = 445/40 = 11,1$  А. Принимая  $I_{с.р} = 12$  А, получаем  $I_{с.з} = 480$  А. Предварительно определяется коэффициент чувствительности  $k_{ч}^{(2)} = 0,865 \cdot 1400/480 = 2,5 > 1,5$ .

Ток срабатывания отсечки по условию:  $k_n I_{кз} V_{нmax} = 1,6 \cdot 1400 = 2200$  А,  $I_{с.р} = 2200/40 = 55$  А. Предварительно  $k_{ч.о} = 0,865 \cdot 4900/2200 = 1,93 \approx 2$ .

Для окончательного определения коэффициента чувствительности защиты и отсечки производится расчетная проверка трансформаторов тока на 10%-ную погрешность при токе срабатывания отсечки:  $k_{10} = 1,1 \cdot 2200/200 = 12$ , чему соответствует  $z_{н.доп} = 0,7$  Ом. Фактическое расчетное сопротивление нагрузки  $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + z_{РТВ} + r_{пер}$ . Сопротивление реле РТВ в приводе выключателя ВМПП-10:  $z_{РТВ} = 80,4/12^2 = 0,56$  Ом, где  $S = 80,4$  В·А. С учетом остальных сопротивлений получаем  $z_{н.расч} = 0,1 + 0,11 + 0,8 \cdot 0,56 + 0,05 + 0,71$  Ом, т. е. примерно столько же, сколько допустимо по условию  $\epsilon = 10$  %. Таким образом,  $f < 10$  %. Поэтому коэффициенты чувствительности защиты и отсечки могут рассчитываться без учета погрешности трансформаторов тока. В этом примере они имеют необходимые значения. В некоторых случаях может оказаться  $f > 10$  % и отсечка будет недостаточно чувствительной.

Время срабатывания реле РТВ в независимой части принимается равным 0,7 с (характеристика 2' на рис. П. 5.1, а). Селективность действия защит 1 и 2 обеспечивается при всех значениях тока КЗ.

**Пример П. 5.2.** Для условий предыдущего примера выбираются уставки защит такого же трансформатора, но со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y-11$  (рис. П. 5.4).

**Решение.** Ток срабатывания максимальной токовой защиты с реле типа РТВ выбирается так же, как в примере П. 5.1:  $I_{с.з} = 445$  А. Ток срабатывания реле 1-3 максимальной защиты, выполненной по схеме рис. П. 5.4, а,  $I_{с.р} = 445 \cdot 1,73/40 = 19,2$  А.

Ближайшая бо́льшая уставка на реле РТВ-VI равна 20 А ( $I_{с.з} = 460$  А).

Проверяется чувствительность максимальной защиты.

а) При *двухфазном* КЗ за трансформатором расчетный ток в реле (табл. 2.1, а):

$$I_p = 1,5 \frac{I_K^{(3)}}{k_A} = 1,5 \frac{1400}{200/5} = 52,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности  $k_{\text{ч}}^{(2)} = 52,5/20 = 2,6$ .

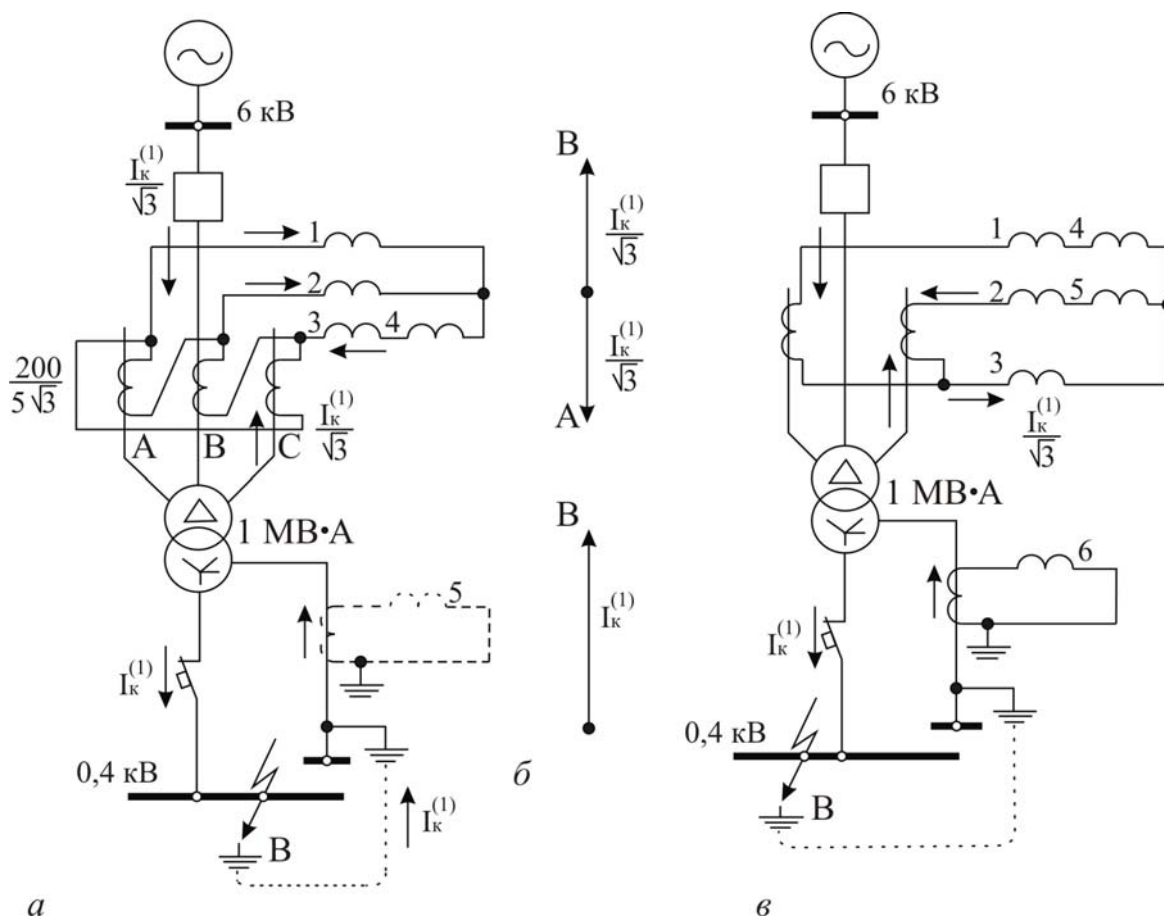


Рис. П. 5.4. Схема включения реле тока 1-6 (а и в) трансформатора с соединением обмоток  $\Delta/Y$ -11 и векторные диаграммы (б) полных токов при однофазном КЗ на стороне 0,4-0,23 кВ к примеру П. 5.2

б) При *однофазном КЗ* на стороне 0,4 кВ трансформатора со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y$ -11 ток  $I_{\text{к}}^{(1)} \approx I_{\text{к}}^{(3)}$ , поскольку у этих трансформаторов  $z_{0\text{тр}} \approx z_{1\text{тр}}$ . Для данного примера, следовательно,  $I_{\text{к}}^{(1)} = 1400$  А, приведенным к напряжению 6 кВ (причем этот ток вычислен с учетом сопротивления питающей сети). Из табл. 2.1, а для схемы защиты рис. 5.4, а

$$I_{\text{р}} = \frac{2I_{\text{к}}^{(1)}}{\sqrt{3}k_{\text{А}}} = \frac{2 \cdot 1400}{\sqrt{3} \cdot 200/5} = 40,5 \text{ А}$$

и принимается за расчетный. В двух других реле проходит по половине

этого тока. Коэффициент чувствительности  $k_{\text{ч}}^{(1)} = 40,5/20 = 2$ . Таким образом  $k_{\text{ч}}^{(1)}$  в 1,3 раза меньше  $k_{\text{ч}}^{(2)}$ . При двухрелейной схеме  $k_{\text{ч}}^{(1)} = 1$  (табл. 2.1, а).

В целях экономии одного из трех трансформаторов тока максимальная защита трансформатора  $\Delta/Y$  выполняется по схеме неполной звезды с тремя реле (так, как показано на рис. П. 5.4, в). Или с двумя реле (если позволяет чувствительность к двухфазным КЗ). Чувствительность к *однофазным* КЗ у этих схем защиты одинакова (табл. 2.1, а), но несколько (примерно на 15 %) ниже, чем у схемы треугольника с тремя реле (рис. П. 5.4, а). Действительно, из табл. 2.1, а для схемы неполной

звезды  $I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{\sqrt{3}k_{\text{А}}} = \frac{1400}{\sqrt{3} \cdot 40} = 20 \text{ А}$ . Ток срабатывания реле  $I_{\text{с.р}} = 445/40 =$

11 А. Если можно было бы принять эту уставку (например, при выполнении защиты с РТ-40), то  $k_{\text{ч}}^{(1)} = 20/11 = 1,8$  (вместо 2). Но для реле РТВ ток ближайшей уставки равен 12 А (выключатель ВМПП-10). Тогда  $k_{\text{ч}}^{(1)} = 20/12 = 1,67$ .

При двухфазном КЗ для схемы защиты с тремя реле

$I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{к}}^{(3)}}{k_{\text{А}}} = \frac{1400}{40} = 35 \text{ А}$  и  $k_{\text{ч}}^{(2)} = 35/12 = 2,9$ . Очевидно, что схема защиты с двумя реле была бы недостаточно чувствительна.

При выполнении максимальной защиты этого же трансформатора с реле РТ-40 или РТ-80 можно принять  $I_{\text{с.з}} = 320 \text{ А}$  и  $I_{\text{с.р}} = 8 \text{ А}$  (пример П.1). Чувствительность защит при трехрелейной схеме 4,3, при двухрелейной 2,15. Несмотря на это, для улучшения дальнего резервирования целесообразно выполнить защиту с тремя реле [17]. Не допускается выполнять эту защиту с пусковым органом напряжения.

Несмотря на то, что максимальная токовая защита на трансформаторах со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y$  может быть достаточно чувствительна к однофазным КЗ на стороне 0,4 кВ, целесообразно устанавливать и специальную защиту нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ (пример П.5.1), главным образом, для улучшения резервирования однофазных КЗ на землю в сетях 0,4 кВ. Выбор уставок этой защиты производится по тем же условиям, что и в примере П.5.1 за исключением того, что ток срабатывания по условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе выбирается как  $I_{\text{с.з}} \geq 1,2 I_{\text{ном.тр}}$ , поскольку нулевой провод у трансформатора  $\Delta/Y$  рассчитан на прохождение тока до 0,75 номинального (ГОСТ 11677-85).

Выбирается ток срабатывания токовой отсечки с одним реле типа РТМ (реле 4), включенным на разность токов фаз С и В (рис. П. 5.4, а). Из примера П. 5.1 ток срабатывания отсечки равен 2200 А. Ток срабатывания реле

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.o} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_A} = \frac{2200 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 95 \text{ А.}$$

Для определения коэффициента чувствительности отсечки при двухфазном КЗ на стороне 6 кВ вычисляется расчетный ток в реле (табл. 2.1, а):

$$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{2k_A} = \frac{\sqrt{3} \cdot 4900}{2 \cdot 200/5} = 106 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности равен 1,1, т. е. отсечка неэффективна. При установке трех реле отсечки (схема рис. П. 5.4, в), как видно из табл. 2.1, а, можно увеличить чувствительность в 2 раза, но выполнение этой схемы потребует больших затрат.

При выполнении отсечки по более простой схеме – неполной звезды с двумя реле (4 и 5 – рис. П. 5.4, в) –  $I_{c.p} = 2200/40 = 55 \text{ А}$ ;  $k_{\check{c}}^{(2)} = 106/55 = 1,93$ . Эта схема обычно и применяется. При выполнении этой отсечки на реле типа РТ-40  $I_{c.o} \approx 1850 \text{ А}$  (пример П. 5.1) и чувствительность отсечки значительно выше.

Расчетная проверка трансформаторов тока и проверка чувствительности с учетом действительной токовой погрешности для варианта выполнения защиты на реле прямого действия РТВ и РТМ производится, с учетом того, что устанавливаются *три реле* РТВ (1, 2, 3 на рис. П. 5.4, в) и фактическое расчетное сопротивление нагрузки  $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + 2z_{РТВ} + r_{пер}$  (при двухфазном КЗ на выводах 6 кВ трансформатора). Принимая значения сопротивлений из предыдущего примера,  $z_{н.расч} = 0,1 + 0,11 + 2 \cdot 0,8 \cdot 0,56 + 0,05 = 1,15 \text{ Ом}$ , что больше допустимого (0,7 Ом из предыдущего примера для  $k_{10} = 1,1 \cdot 2200/200 = 12$ ). Следовательно, погрешность трансформаторов тока превышает 10 % и это может привести к недопустимому снижению чувствительности отсечки и даже к отказу срабатывания. Для обеспечения необходимой чувствительности отсечки следует либо снизить токовую погрешность трансформаторов тока, либо выполнить защиту на реле РТ-85 (с дешунтированием ЭО) или РТ-81, РТ-40 (при наличии оперативного постоянного или выпрямленного тока), или использовать цифровые реле.

При выполнении защиты на реле РТ-85 с током срабатывания 320 А (уставка на реле 8 А) и током срабатывания отсечки 2200 А ( $k_{отс} \approx 7$ ) могут быть установлены 2 реле, поскольку при этом коэффициент чувствительности 2,15 (см. выше). Расчетная проверка трансформаторов тока, проверка чувствительности реле защиты и ЭО после дешунтирования по условиям (5.5) и (5.5а), а также проверка допустимости применения реле РТ-85 по максимальному значению тока КЗ производится так же, как в примере П. 5.1.

При необходимости повышения чувствительности защиты в основной зоне и в зоне резервирования могут устанавливаться три реле РТ-85, но при этом в одном из реле (третьем, дополнительном) должна быть изменена схема внутренних соединений по сравнению с заводской. Проверка чувствительности ЭО по выражению (5.5) должна производиться с учетом  $k_y = 2$ , т. к. обычно в приводе устанавливаются два ЭО. Таким образом, трехрелейная схема эффективна, если ток срабатывания ЭО по крайней мере в 2 раза меньше тока срабатывания реле защиты.

Расчетная проверка трансформаторов тока до дешунтирования ЭО производится при токе срабатывания отсечки (2200 А), так же, как в примере 1  $\varepsilon < 10\%$ . После дешунтирования ЭО следует проверить чувствительность отсечки (так же, как в примере П. 5.1, а) также чувствительность максимальной токовой защиты с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока и коэффициента возврата реле РТ-85. Расчетным током является ток перехода характеристики РТ-85 на независимую часть, для 1-секундной характеристики примерно  $4I_{с.з} \approx 4 \cdot 320 = 1280$  А. Расчетное сопротивление нагрузки при двухфазном КЗ за трансформатором  $\Delta/Y-11$  по данным предыдущих примеров  $z_{расч} = 3r_{пр} + 3z_p + z_{ЭО} + r_{пер} = 0,15 + 0,3 + 2,3 + 0,05 = 2,8$  Ом. Принимая во внимание небольшие значения сопротивлений реле РТ-85, а также соединительных проводов в комплектных распределительных устройствах 6(10) кВ по сравнению с сопротивлением ЭО, расчетное сопротивление лишь немного возросло по сравнению с сопротивлением при КЗ до трансформатора (на 0,15 Ом). При  $z_{расч} = 2,8$  значение  $k_{10} = 3,5$ . Максимальная кратность тока  $k_{макс} = 1280/200 = 6,4$ , коэффициент  $A = 6,4/3,5 = 1,9$ , погрешность  $f \approx 40\%$ . Чувствительность защиты, определяемая по выражению (5.4), не снижается благодаря низкому значению коэффициента возврата электромагнитного элемента реле типа РТ-85.

Проверка чувствительности ЭО производится без учета погрешности трансформаторов тока, т. к.  $\varepsilon < 10\%$  (пример П. 5.1). Коэффициент чувствительности ЭО по выражению (2.1, а) при  $k_y = 2$ :



$k_{чЭО} = 0,5 \cdot 35/5 = 3,5$ , где  $I_{р.мин}^{(3)} = 1400/40 = 35$  А. Чувствительность выше требуемой (1,8).

Расчетная проверка точности работы реле РТ-85 и определение максимальных значений напряжения и тока производится так же, как в примере П. 5.1.

При выполнении защиты трансформатора на постоянном оперативном токе с реле РТ-40 или РТ-81 расчетная проверка трансформаторов тока производится в соответствии с [25] и состоит из проверки на 10%-ную погрешность ( $\epsilon \leq 10$  %), проверки надежности работы контактов реле РТ-40 ( $f_{расч} \leq 50$  %) при  $I_{к.макс} = 4900$  А и проверки отсутствия опасных перенапряжений при том же максимальном значении тока КЗ.

## Приложение 6

**Пример П.6.1. Расчет дифференциальной токовой защиты силового трансформатора (без торможения).** Выбрать уставки дифференциальной токовой защиты с реле РНТ–565 двухобмоточного трансформатора 6,3 МВ·А 110/10 кВ (рис. П.6.1).

Исходные данные приведены на схеме. Для расчета дифференциальной защиты с реле РНТ–565 рекомендуется следующий порядок.

### Решение

1. Определяются первичные токи на сторонах защищаемого трансформатора в номинальном режиме работы, выбираются трансформаторы тока и определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты (табл. П.6.1).

Таблица П.6.1

Наименование величины	Численные значения для стороны	
	115 кВ	11 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$6300/\sqrt{3} \cdot 115 = 31,7$	$6300/\sqrt{3} \cdot 11 = 330$
Коэффициент трансформации трансформатора тока, $K_A$	100/5	400/5
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	$\Delta$	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$\frac{31,7\sqrt{3}}{100/5} = 2,74$	$\frac{330}{400/5} = 4,13$
Примечание: для компенсации углового сдвига токов силовых трансформаторов, соединенных по схеме «звезда–треугольник» или «треугольник–звезда» трансформаторы тока на стороне звезды силового трансформатора необходимо соединить по схеме треугольника, а на стороне треугольника – по схеме звезды.		

2. Рассчитываются токи КЗ в точках К1 и К2. Их значения приведены на схемах рис. П.6.1 и рис. П.6.2, соответственно.

3. Определяется первичный ток небаланса, приведенный к регулируемой стороне высокого напряжения:

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}}, \quad (6.1)$$

без учета составляющей  $I''_{\text{нб}}$ , т. к. неизвестно, насколько точно удастся в ходе расчета подобрать число витков обмоток реле *НТА*.

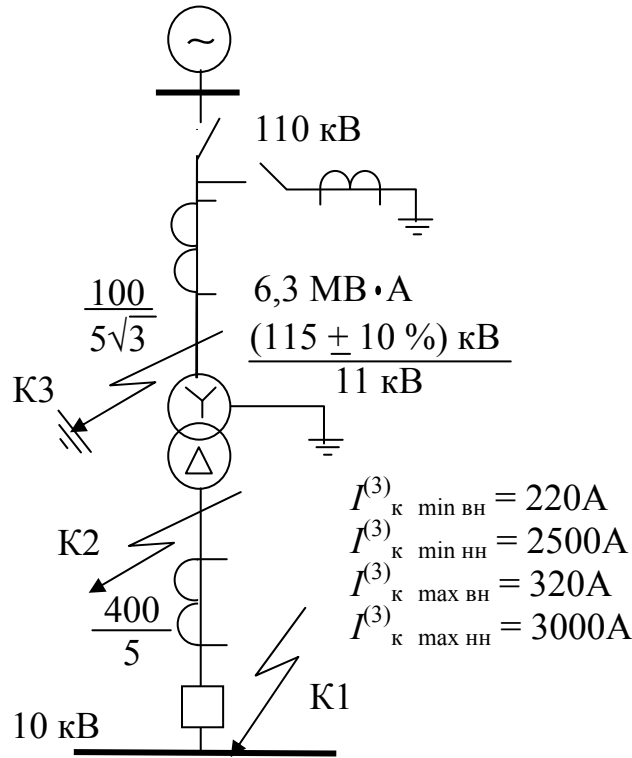


Рис. П.6.1. Схема к примеру П.6.1

Здесь  $I'_{\text{нб}}$  – составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока;  $I''_{\text{нб}}$  – составляющая, обусловленная наличием РПН у силового трансформатора.

$$I'_{\text{нб}} = K_a \cdot K_{\text{одн}} \cdot \Psi_i \cdot I_{\text{кз.вн.мах}}, \quad (6.2)$$

$$I''_{\text{нб}} = (\Delta U_{*\alpha} K_{\text{ток1}} + \Delta U_{*\beta} K_{\text{ток2}}) I_{\text{кз.вн.мах}}, \quad (6.3)$$

где  $I_{\text{кз.вн.мах}}$  – периодическая составляющая тока внешнего трехфазного КЗ ( для  $t = 0$ );  $K_a = 1$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока КЗ;  $K_{\text{одн}} = 0,5 \dots 1,0$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;  $\Psi_i = 0,1$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока;  $\Delta U_{*\alpha}$ ,  $\Delta U_{*\beta}$  – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на

сторонах защищаемого трансформатора, принимаются равными половине диапазона регулирования;  $K_{\text{ток1}}$ ,  $K_{\text{ток2}}$  – коэффициенты токораспределения, представляют собой отношение тока КЗ на стороне, где производится регулирование, к полному току внешнего КЗ. Для двухобмоточных трансформаторов всегда принимаются равными 1,0. При одностороннем питании трансформатора (двухобмоточный трансформатор) второе слагаемое в (6.3) отсутствует.

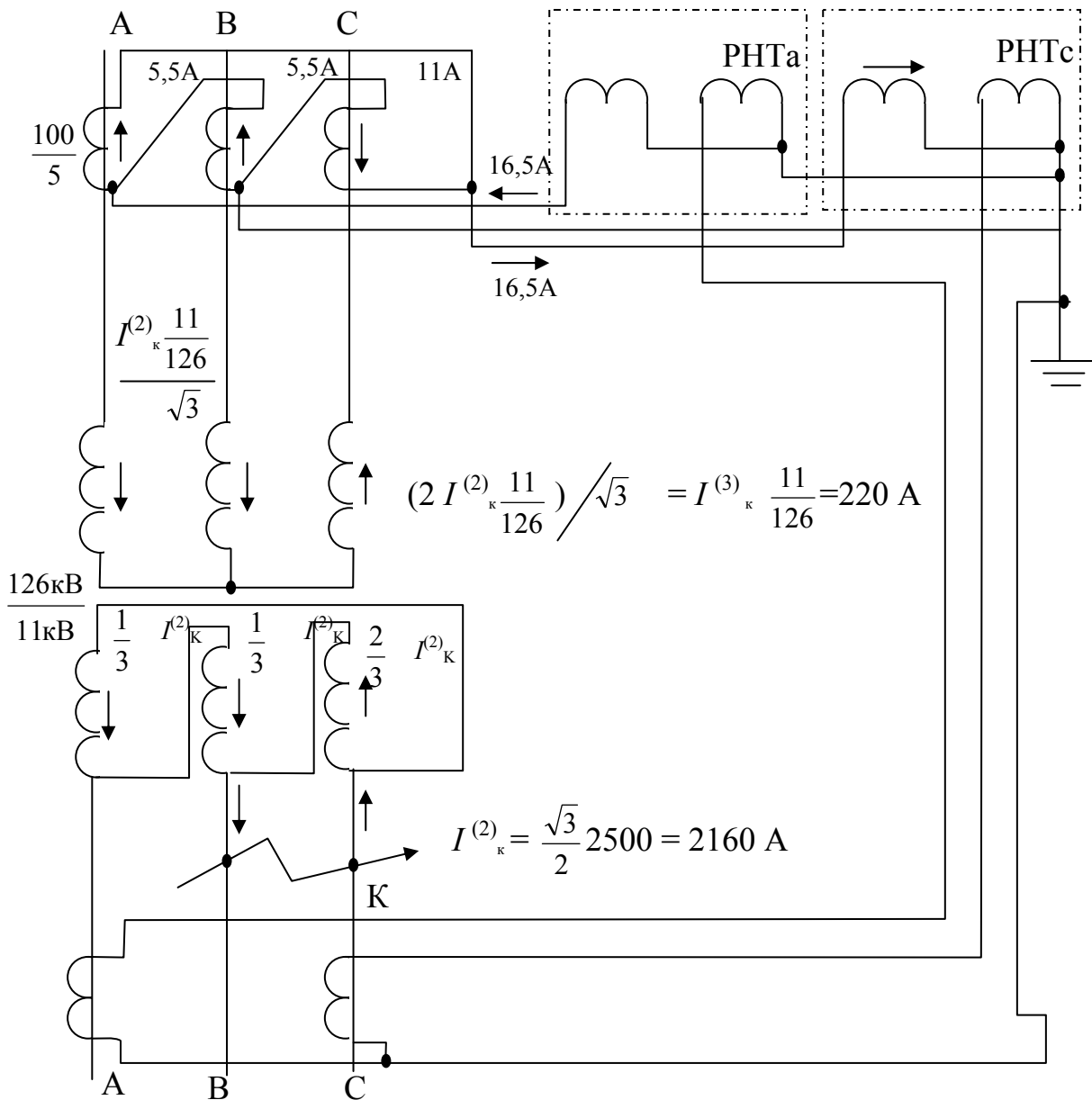


Рис. П.6.2. Токораспределение в цепях дифференциальной токовой защиты трансформатора при двухфазном КЗ в К2 ( к примеру П.6.1)

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) 320 = 64 \text{ А.}$$

4. Определяется предварительное, без учета  $I'''_{\text{нб}}$ , значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{нб}}, \quad (6.4)$$

где  $K_{\text{над}}$  – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,3 для реле РНТ  $I_{\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot 64 = 83 \text{ А}$ .

По условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{н.тр}}, \quad (6.5)$$

$I_{\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot 31,7 = 41,2 \text{ А}$ , т. е. меньше, чем по условию (3.4). Таким образом, расчетным условием для выбора  $I_{\text{с.з}}$  является отстройка от тока небаланса  $I_{\text{с.з}} = 83 \text{ А}$ .

5. Производится предварительная проверка чувствительности защиты при повреждениях в зоне ее действия.

5.1. При двухфазном КЗ в точке К2 ток повреждения проходит через ТА стороны 110 кВ, соединенные в треугольник. В этом случае расчетный ток в реле дифференциальной защиты (при 2- или 3-релейном исполнении) определяется по табл. 2.1 (см. выше раздел 2.2) для схем треугольника с тремя реле или треугольника с двумя реле  $I_{\text{р.мин}} = 1,5 \cdot 220/20 = 16,5 \text{ А}$ . Токи в цепях дифференциальной защиты при этом КЗ показаны на рис. П.6.2.

Ток срабатывания реле (предварительно) по формуле  $I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} K_{\text{сх}}^{(3)} / K_{\text{А}}$  будет  $I_{\text{с.р}} = 83 \cdot \sqrt{3} / 20 = 7,2 \text{ А}$ .

Предварительное значение коэффициента чувствительности по формуле  $K_{\text{ч}} = I_{\text{р.мин}} / I_{\text{с.р}}$  будет  $K_{\text{ч}}^{(2)} = 16,5/7,2 = 2,3 > 2$ .

5.2. При однофазном КЗ в точке К3 (рис. П.6.1)  $I_{\text{к.з}} = 1000 \text{ А}$  и расчетный ток в реле  $I_{\text{р.мин}} = 1000/20 = 50 \text{ А}$ ,  $K_{\text{ч}}^{(1)} = 50/7,2 = 7$ . Поскольку в обоих случаях  $K_{\text{ч}} > 2$ , расчет можно продолжить.

6. Определяется число витков обмоток реле с учетом того, что на коммутаторе реле РНТ–565 можно подобрать практически любое число витков как рабочей, так и уравнильных обмоток. Расчет начинается с выбора числа витков основной стороны 110 кВ, так как это питающая сторона с регулируемым напряжением. Результаты расчетов сведены в табл. П.6.2. Схемы включения обмоток реле типа РНТ в дифференциальной защите трансформатора приведены на рис. П.6.3.

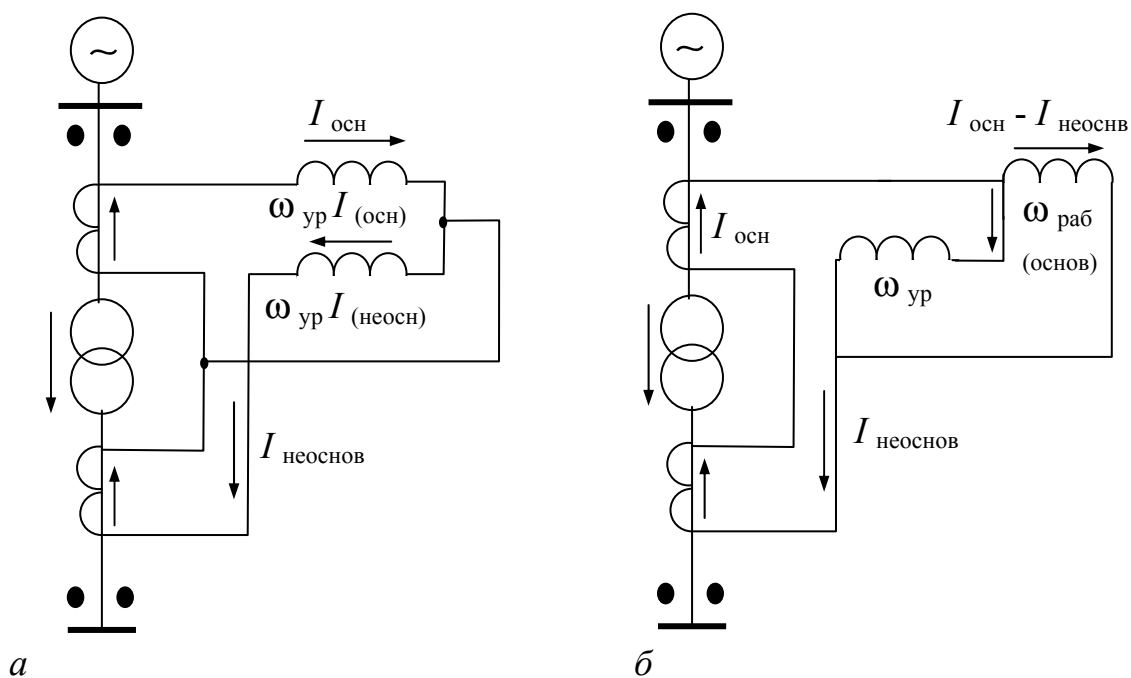


Рис. П.6.3. Схема включения обмоток реле типа РНТ в дифференциальной защите трансформатора (для одной фазы) без использования рабочей (дифференциальной) обмотки: (а) – с использованием рабочей обмотки; (б) – в режиме сквозного тока

Таблица П.6.2

Определение числа витков обмоток насыщающегося трансформатора

№ п/п	Обозначение величин и расчетные выражения	Численные значения
1	2	3
1	Расчетный ток срабатывания реле на основной стороне, А (сторона ВН) $I_{с.р} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{с.з}}{K_{А110}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 83}{20} = 7,2$
2	Расчетное число витков обмотки НТА реле для основной стороны, витки $W_{осн} = F_{с.р} / I_{с.р.осн}$	$100 / 7,2 = 13,9$
3	Принятое число витков (ближайшее меньшее), витки,	13

Продолжение табл. П.6.2

1	2	3
4	Фактический ток срабатывания реле на основной стороне (ВН), А $I_{с.р.осн} = F_{с.р} / W_{осн}$	$100/13 = 7,7$
5	Фактический расчетный ток срабатывания защиты основной стороны, А $I_{с.з} = I_{с.р} K_A / \sqrt{3}$	$7,7 \cdot 20 / \sqrt{3} = 89$
6	Расчетный ток срабатывания защиты на неосновной стороне (НН), А	$89 \cdot 115/11 = 930$
7	Расчетное число витков обмотки НТА реле для неосновной стороны (НН), витки $W_{1расч} = W_{осн} I_{2осн} / I_{2неосн}$	$13 \cdot 2,74/4,13 = 8,6$
8	Принятое число витков $W_1$ (ближайшее целое)	9
9	Составляющая $I_{нб}''' = \frac{W_{1расч} - W_1}{W_1} I_{кз.мах}$	$\frac{8,6 - 9}{8,6} \cdot 320 = 14,9 \text{ А}$
10	Первичный расчетный ток небаланса с учетом $I_{нб}'''$ , А $I_{нб} = I_{нб}' + I_{нб}'' + I_{нб}'''$	$64 + 14,9 = 78,9$
11	Ток срабатывания защиты основной (ВН) с учетом $I_{нб}'''$ , А $I_{с.з.осн} > K_{над} \cdot I_{нб}$	$1,3 \cdot 78,9 = 102,5 > 83$
Расчет повторяется для нового значения $I_{с.з.осн}$		
13	Расчетное число витков обмотки НТА реле для основной стороны (ВН), витки $W_{осн.расч} = F_{с.р} / I_{с.р.осн}$	$100/8,86 = 11,3$

Продолжение табл. П.6.2

1	2	3
14	Принятое число витков обмотки НТА реле для основной стороны, витки $W_{\text{осн}}$	11
15	Фактический ток срабатывания реле на основной стороне, А $I_{\text{с.р.осн}} = \frac{F_{\text{с.р}}}{W_{\text{осн}}}$	$100/11 = 9,1$
16	Фактический ток срабатывания защиты на основной стороне (ВН), А $I_{\text{с.з.осн}} = I_{\text{с.р}} K_A / \sqrt{3}$	$9,1 \cdot 20 / \sqrt{3} = 105$
17	Ток срабатывания защиты на неосновной стороне (НН), А $I_{\text{с.з.неосн}} = I_{\text{с.з.осн}} \cdot 115/11$	$105 \cdot 115/11 = 1097$
18	Расчетное число витков обмотки НТА реле для неосновной стороны (НН), витки $W_{\text{1ррас}} = W_{\text{осн}} \frac{I_{2\text{оос}}}{I_{2\text{ннеос}}}$	$11 \cdot 2,74/4,13 = 7,3$
19	Принятое число витков обмотки НТА реле для неосновной стороны (НН), витки, (ближайшее целое число), $W_1$	7
20	Составляющая $I_{\text{нб}}'''$ , А $I_{\text{нб}}''' = \frac{W_{\text{1ррас}} - W_1'}{W_{\text{1ррас}}} I_{\text{кз.мах}}$	$7,3 - 7 / 7,3 \cdot 320 = 13,2$
21	$I_{\text{нб}}$ с учетом $I_{\text{нб}}'''$ , А $I_{\text{нб}} = I_{\text{нб}}' + I_{\text{нб}}'' + I_{\text{нб}}'''$	$64 + 13,2 = 77,2$
22	Ток срабатывания защиты с учетом $I_{\text{нб}}$ , А $I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} I_{\text{нб}}$	$1,3 \cdot 77,2 = 100 < 105$ (из п. 16)



1	2	3
23	Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне (ВН), А $I_{с.р.осн} = K_{сх}^{(3)} \cdot I_{с.з} / K_{A110}$	$\sqrt{3} \cdot 100/20 = 86,5$
24	Окончательно принятое число витков <i>НТА</i> реле для установки на основной стороне (110 кВ) и неосновной стороне (10 кВ), витки $W_{осн}$ $W_1$	11; схема включения 7 обмоток реле <i>НТА</i> (рис. П.3.3)
25	Проверка по уравнению $I_{2осн} \cdot W_{осн} = I_{2неосн} \cdot W_{неосн.расц}$	$2,74 \cdot 11 \cong 4,13 \cdot 7$

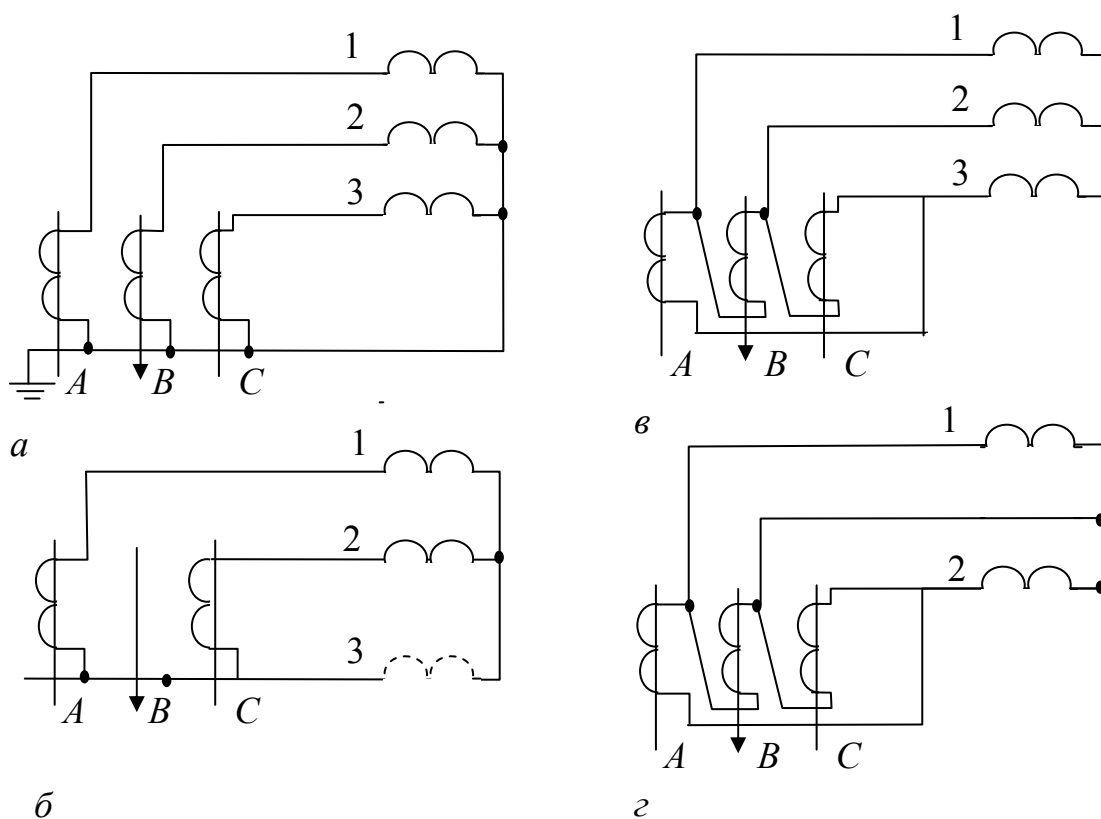


Рис. П.6.4. Схема включения реле тока максимальных токовых защит трансформаторов: *а* – полная звезда; *б* – неполная звезда с дополнительным реле 3 в обратном проводе; *в* – треугольник с тремя реле; *г* – треугольник с двумя реле (к табл. 2.1 раздела 2)

Оценивается чувствительность при КЗ в точке К2 (рис. П.6.1) в минимальном режиме работы системы и двухфазном КЗ при окончательно выбранных числах витков и токе срабатывания реле при прохождении тока КЗ по стороне ВН  $I_{c.p} = 100/11 = 9,1$  А (см. табл. П.6.2, п.15).

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = I_{p.\text{min}} / I_{c.p} = \frac{1,5 I_{\text{кз.min}}}{K_{A110}} / I_{c.p} = \frac{1,5 \cdot 220}{20} / 9,1 = 16,5 / 9,1 = 1,81.$$

Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

**Пример П.7.1.** Определить возможность применения дифференциальной отсечки на трансформаторе мощностью 4 МВА (35 ± 2 х 2,5)/10,5 кВ (рис. П.7.1).

Токи трехфазного КЗ в максимальном и минимальном режимах одинаковы и равны 680 А. Они приведены к напряжению 35 кВ.

**Решение.**

1. Определяются первичные и вторичные токи в плечах дифференциальной защиты при  $K_A$ . Первичные токи указаны на схеме (рис. П.4.1). Вторичные токи равны: в плече ВН (35 кВ) – 3,8 А, в плече НН (10 кВ) – 3,67 А. Расчет рекомендуется оформлять таблицей, как и в примере П.6.1.

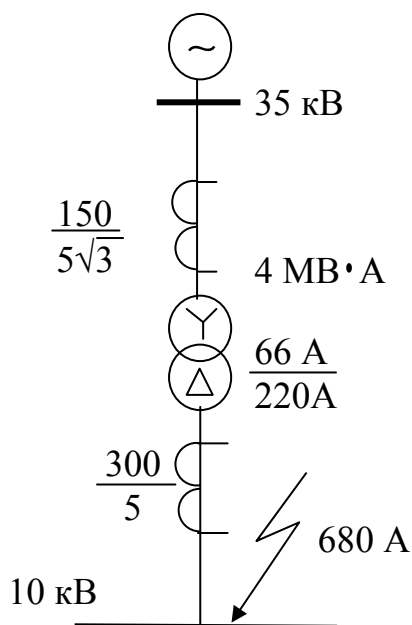


Рис. П.7.1. Схема к примеру П. 4.1. Токи КЗ приведены к  $U=35$  кВ

2. Определяется первичный ток небаланса по выражениям [см. пример П.6.1) выражений (6.1), (6.2) и (6.3)]. В выражении (6.2)  $K_{ап} = 2$ . Третья составляющая  $I_{нб}'''$  (при отсутствии специальных устройств для выравнивания вторичных токов):

$$I_{нб}''' = \frac{I_{2нн.в} - I_{2н.нн}}{I_{2нн.в}} I_{кз.маx} \cdot$$

В данном примере

$$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot 680 + \frac{3,8 - 3,67}{3,8} 680 = 170 + 23 = 193 \text{ А.}$$

3. Определяется первичный ток срабатывания дифференциальной отсечки.

3.1. По условию  $I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н}} I_{\text{нб}}$  отстройки от  $I_{\text{нб}}$   $I_{\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot 193 = 250 \text{ А.}$

3.2. По условию  $I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н}} I_{\text{н.тр}}$ , в котором  $K_{\text{н}} = 3 \dots 4$ ,  
 $I_{\text{с.з}} = (3 \dots 4) I_{\text{н.тр}} = 198 \dots 264 \text{ А.}$  Принимается  $I_{\text{с.з}} = 264 \text{ А.}$

4. Коэффициент чувствительности определяется по вторичным токам по табл. 2.1 (раздел 2)  $I_{\text{р.мин}} = 1,5 \cdot 680/30 = 34 \text{ А;}$   
 по формуле

$$I_{\text{с.р}} = I_{\text{с.з}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)} / K_{\text{А}} = 264 \sqrt{3} / 30 = 15,2;$$

по формуле

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{р.мин}} / I_{\text{с.р}} = 34 / 15,2 = 2,23 > 2.$$

Надежность несрабатывания дифференциальной отсечки проверяется после наладки защиты путем пятикратного включения трансформатора под напряжение.

Поскольку в этом примере  $K_{\text{ч}} > 2$ , то, согласно [17], дифференциальная отсечка допустима к применению.

**Расчет максимальной токовой защиты трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ–11**

**Пример П.5.1.** Выбираются уставки максимальной токовой защиты трансформаторов 110 кВ двухтрансформаторной подстанции. Все необходимые данные приведены на схеме рис. П.8.1,а и в тексте примера. Параллельная работа трансформаторов не предусматривается. Секционный выключатель 10 кВ находится в автоматическом резерве.

**Решение.**

1. Рассчитываются токи трехфазного КЗ при максимальном и минимальном режимах питающей системы для точек К1 и К2 по следующим данным:  $X_{с.маx} = 15$  Ом;  $X_{с.мин} = 36$  Ом;  $U_{к.маx} = 11$  %;  $U_{к.мин} = 9,5$  %;  $U_{к.ср} = 10,5$  %. Для точки К2 по формулам:

$$X_{тр.мин} = \frac{U_{к.мин} [U_{ср.вн} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100 S_{HT}}, \quad (8.1)$$

$$X_{тр.маx} = \frac{U_{к.маx} [U_{ср.вн} (1 + \Delta U_{*РПН})]^2}{100 S_{HT}}, \quad (8.2)$$

где  $\Delta U_{*РПН} = \Delta U_{*РПН\%100}$  – половина диапазона регулирования напряжения на стороне ВН. Если  $U_{маx.вн} > U_{маx.вн доп}$ , то принимается  $U_{маx.вн, доп}$ , табл. В-1 [23];

$$I_{кз.маx.вн}^{(3)} = U_H / [\sqrt{3}(X_{с.маx} + X_{тр.мин})], \quad (8.3)$$

$$I_{кз.маx.нн}^{(3)} = I_{кз.маx.вн}^{(3)} \frac{U_{с.р.вн} (1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{нн}}, \quad (8.4)$$

$$I_{кз.мин.вн}^{(3)} = U_{маx.вн} / [\sqrt{3}(X_{с.мин} + X_{тр.маx})], \quad (8.5)$$

$$I_{кз.мин.нн}^{(3)} = I_{кз.мин.вн}^{(3)} \frac{U_{маx.вн}}{U_{нн}}, \quad (8.6)$$

где  $U_{маx.вн}$  – не более, чем указано в табл. П.7.1.

**Примечание:** в табл. П.8.1 приведены значения междуфазных напряжений по данным табл. В–1 [23].

Таблица П.8.1

Напряжение, кВ		
номинальное	наибольшее	среднее (для расчетов токов КЗ)
6	6,9	6,3
10	11,5	10,5
20	23	20,0
35	40,5	37
110	126	115
220	252	230

Определяется  $X_{тр.мин} = 0,095 \cdot 96,6^2 / 6,3 = 141 \text{ Ом};$   
 $X_{тр.макс} = 0,11 \cdot 126^2 / 6,3 = 277 \text{ Ом};$   $I_{кз.макс.вн}^{(3)} = 110000 / \sqrt{3} (15 + 141) = 410 \text{ А};$

$$I_{кз.макс.нн}^{(3)} = 410 \cdot 96,6 / 11 = 3600 \text{ А};$$

$$I_{кз.мин.вн}^{(3)} = 126000 / \sqrt{3} (36 + 277) = 230 \text{ А};$$

$$I_{кз.мин.нн}^{(3)} = 230 \cdot 126 / 11 = 2600 \text{ А}.$$

Токи КЗ показываются на схеме рис. П. 8.1, а (в *числителе* – максимальные, в *знаменателе* – минимальные).

2. Рассчитывается ток самозапуска нагрузки с учетом того, что нагрузка – типа обобщенной ( $X_{*нагр} = 0,35$ ). Сопротивление  $X_{*нагр}$ , отнесенное к  $S_{н.тр}$  и  $U_{мин.вн}$  (96,6), по формуле

$$X'_{нагр} = X_{*нагр} [U_{ср.вн} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2 / S_{н.тр}, \quad (8.7)$$

$$X'_{нагр} = 0,35 \cdot 96,6^2 / 6,3 = 520 \text{ Ом}.$$

Согласно формуле

$$I_{сзп.макс.вн} = U_{н} / \sqrt{3} (X_{с.макс} + X_{тр.мин} + X'_{нагр} + X'_{п.сум}), \quad (8.8)$$

где  $X'_{п.сум}$  – сопротивление заторможенной двигательной нагрузки;  $X'_{нагр}$  и  $X'_{п.сум}$  включены параллельно.

$$X'_{п.сум} = U_{н.дв} / (\sqrt{3} I_{п.сум}), \quad (8.9)$$

где

$$I_{п.сум} = (K_{п} \cdot I_{н})_{дв1} + (K_{п} \cdot I_{н})_{дв2} + \dots + (K_{п} \cdot I_{н})_{двN}. \quad (8.10)$$

Согласно (8.8) при  $X_{п.сум} = 0$ ,  $I_{сзп.мах.вн} = 110000/\sqrt{3} (15 + 141 + 520) = 94$  А.

По отношению к току  $I_{мах.раб.тр} = 1,05 I_{н.тр}$  (33 А) коэффициент  $K_{сзп} = 94/33 = 2,8$ . Ток  $I_{сзп.нн} = 94 \cdot 96,6/11 = 825$  А.

3. Выбирается ток срабатывания максимальной защиты с независимой характеристикой, установленной на секционном выключателе 10 кВ (СВ). Защита 2. Максимальный рабочий ток СВ может быть равен максимальному рабочему току любого из двух трансформаторов. Однако для каждого из трансформаторов максимальный рабочий ток при введении АВР не должен быть более  $0,7I_{н.т}$ . Тогда по условию (2.2, раздел 2)

$$I_{с.з} \geq K_{н} K_{сзп} \cdot I_{раб.} / K_{В}, \quad (8.11)$$

$$I_{с.з2} \geq 1,1 \cdot 0,7 \cdot 825 / 0,8 = 800 \text{ А.}$$

По условию согласования чувствительности защиты 2 с защитой 1

$$I_{с.з.посл} \geq \frac{K_{нс}}{K_{р}} \left[ n(I_{с.з.пред})_{\max} + \sum_1^{N-1} I_{раб.мах} (N - n) \right], \quad (8.12)$$

где  $K_{нс}$  – коэффициент надежности согласования [25], принимаем  $K_{нс} = 1,4$ ;  $K_{р}$  – коэффициент токораспределения [25], принимаем  $K_{р} = 1$  (при одном источнике питания).

Согласование чувствительности СВ с защитами 1 линий 10 кВ (не работающих параллельно)  $I_{с.з2} \geq 1,4 (320 + 150) = 660$  А, где суммарная нагрузка неповрежденных линий определяется как разность  $I_{раб.мах}$  секций (230 А) и  $I_{раб}$  поврежденной линии (80 А), с которой производится согласование.

Проверяется коэффициент чувствительности защиты 2 в основной зоне по формуле

$$K_{ч} = I_{кз.мин} / I_{с.з.2}, \quad (8.13)$$

$$K_{чA}^{(2)} = 0,865 \cdot 2600 / 800 = 2,8 > 1,5 [17].$$





4. Выбирается время срабатывания защиты 2 таким образом, чтобы при ее  $I_{с.з.2} = 800$  А соблюдалась ступень селективности между защитами 1 и 2. Защита 1 при токе 800 А имеет  $K = 800/320 = 2,5$  и  $t_{с.з.1} \cong 1,3$  с (по характеристике реле *РТ-80*). Тогда  $t_{с.з.2} = 1,3 + 0,7 = 2$  с (рис. П.8.1, б).

5. Выбирается  $I_{с.з.}$  защиты 3. Защита выбирается по схеме рис. П.3.4, а. По условию (5.11) с учетом того, что в некоторых режимах трансформатор может быть загружен до  $1,3 I_{н.тр}$ ,  $I_{с.з.3} \geq 1,1 \cdot 2,8 \cdot 1,3 \cdot 33/0,8 = 170$  А. По условию (2.3) П.2

$$I_{с.з.3} \geq K_{нс} (K_{с.з.п} I_{раб.мах.л2} + I_{раб.мах.л1}), \quad (8.14)$$

$I_{с.з.3} \geq 1,2 (0,7 \cdot 2,8 \cdot 33 + 0,7 \cdot 33) = 107$  А, считая, что каждый трансформатор загружен на  $0,7 S_n$ .

По условию (8.12) П.5 согласования защиты 3 с защитой 2 на СВ 10 кВ (для Т1, аналогично для Т2  $K_{н.с} = 1,3$ )

$$I_{сз3} \geq 1,3 \left( 800 \frac{11}{115} + 0,7 \cdot 330 \cdot \frac{11}{115} \right) = 128 \text{ А.}$$

Таким образом, для защиты 3 принимается  $I_{с.з.3} = 170$  А. При  $K_A = 400/5$   $I_{с.р} = 170 \cdot 1/80 = 2,125$  А.

Проверяется чувствительность защиты 3 в основной зоне (при раздельной работе трансформаторов):

а) при 2-фазном КЗ в точке К2 расчетный ток в реле (схема рис. П.3.4, а) табл.2.1 в разделе 2)  $I_{р.мин}^{(2)} = I_{кз.мин}/K_A = 230/80 = 2,875$  А,  $K_{чА}^{(2)} = 2,875/2,125 = 1,35 < 1,5$  [17]. Поэтому на практике на подобных трансформаторах с большим пределом регулирования напряжения под нагрузкой и в связи с этим большим различием в токах КЗ за трансформатором, а также при  $K_{с.з.п} > 2$  максимальная защита выполняется с пусковым органом напряжения (см. раздел 6.7.1 и пример П.5.2);

б) при КЗ в точке К1 для схемы с тремя реле (схема рис. П.6.4, в и табл. 2.1)  $I_{р.мин}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1800/30 = 104$  А,

$$I_{с.р} = 170 \cdot \sqrt{3} \frac{10,5}{115} / 30 = 27 \text{ А,}$$

$$K_{чА} = 104/27 = 3,85.$$

Время срабатывания для третьей защиты на стороне 10 кВ, дейст-

вующей на отключение выключателя 10 кВ (рис. П.5.1, а) выбирается на ступень селективности больше, чем у защиты 2 на СВ 10 кВ, т. е. 2,4 с. Для защиты на стороне 110 кВ (вторая ступень защиты 3) время срабатывания защиты можно принять 2,8 с. Степень селективности 0,4 с допускается для защиты с независимой характеристикой.

**Расчет максимальной токовой защиты трансформаторов с пуском по напряжению**

**Пример П.9.1.** Выбираются уставки максимальной защиты с пуском по напряжению двух трансформаторов по 10 МВ·А, работающих раздельно по схеме, аналогичной рис. П.5.1. Ток  $I_{\min,vi}^{(3)} = 300$  А (точка К2), приведенной к  $U_H = 110$  кВ.  $K_{сзп} = 2,8$  для обобщенной нагрузки в максимальном режиме системы и  $X_{тр.min}$  (аналогично предыдущему примеру).

**Решение.**

1. Выбирается ток срабатывания максимальной токовой защиты 3 по ВН (рис. П.8.1) (без пуска по напряжению) по выражению (2.1) П.2 и проверяется  $K_{чА}$  защиты.  $I_{с.з} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 50/0,8 = 210$  А. При  $K_A = 150/5$  и схеме защиты по рис. П.6.4, в или з ток  $I_{с.р} = 210 \cdot \sqrt{3}/30 = 12,1$  А. Минимальное значение  $I_{р.min}$  при двухфазном КЗ, согласно табл. 2.1 (раздел 2)  $I_{р.min} = 1,5 \cdot 300/30 = 15$  А,  $K_{чА}^{(2)} = 15/12,1 < 1,5$ .

Для повышения чувствительности максимальной токовой защиты устанавливается типовой пусковой орган напряжения (см. рис. 6.10). Ток  $I_{с.з}$  по выражению (2.1) П.2 при  $K_{с.з.п} = 1$  равен  $I_{с.з} = 1,5 I_{н.тр}$ ;  $I_{с.з3} = 1,5 \cdot 50 = 75$  А. По условию (2.4) согласования с защитой секционного выключателя  $I_{с.з3} = K_{н.с} I_{с.з.св} = 1,3 \cdot 53 = 69$  А.,  $I_{с.з.св} = 53$  А – ток срабатывания СВ токовой защиты с пуском по напряжению (ток приведен к стороне 110 кВ). Максимальное значение рабочего тока СВ  $I_{раб.max.св} = 0,7 I_{н.тр}$  (35 А).

Выбирается  $I_{с.з3} = 75$  А,  $I_{с.р} = 75 \cdot \sqrt{3}/30 = 4,3$  А. Коэффициент чувствительности по току  $K_{чА} = 15/4,3 = 3,5$ . Улучшаются условия дальнего резервирования.

Выбирается  $U_{с.р}$  комбинированного пускового органа напряжения по выражению

$$U_{с.з} = U_{\min}/K_H, K_V,$$

следовательно,

$$U_{с.з} = 0,8 U_H / (1,1 \cdot 1,2) = 0,58 U_H \cdot 5,8 \text{ кВ},$$

$U_{с.р}$  типа РН-54/160 (по рис. 6.10),  $U_{с.р} = 5,8/(10000/100) = 58$  В, где  $K_V$  – коэффициент трансформации  $TV$ , установленного на линиях 10 кВ, от которого питается реле напряжения комбинированного пускового органа защиты.

3. Напряжение срабатывания реле  $KYZ$ , согласно выражению

$U_{2.c.з} = 0,06 U_n$ ,  $U_{c.p} = 6$  В, что соответствует минимальной уставке реле типа РНФ1М с пределами уставок 6–12 В.

Выбирается время действия защиты так же, как и в предыдущем примере П.5.1.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электро-снабжения. – М.: Высшая школа, 2006. – 640 с.
2. Андреев В. А., Фабрикант В. Л. Релейная защита распределительных электрических сетей. – М.: Энергия, 1965. – 484 с.
3. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. – М.: Высшая школа, 1985. – 391 с.
4. Барченко Т. Н., Закиров Р. И. Электроснабжение промышленных предприятий. – Томск: Изд. ТПУ, 1988. – 96 с.
5. Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А. Основы автоматики энергосистем. – М.: Высшая школа, 1981. – 433 с.
6. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1978. – 415 с.
7. Голубев М. А. Автоматическое повторное включение в распределительных сетях. – М.: Энергия, 1982. – 91 с.
8. Дмитренко А. М. Реле дифференциальной защиты высоковольтных электродвигателей и понижающих трансформаторов // Электричество. – 1979. – № 1. – С.56-59.
9. Ерошенко Г. П. О комплексной защите электродвигателей / Промышленная энергетика, 1981, № 7, С.21–23.
10. Казанский В. Е. Измерительные преобразователи тока в релейной защите. – М.: Высшая школа, 1988. – 240 с.
11. Князевский Б. А., Липкин Б. Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Высшая школа, 1986. – 400 с.
12. Корогодский В. И. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 248 с.
13. Копьев В. Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 104 с.
14. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 414 с.
15. Кудрявцев А. А. Максимальная токовая защита с магнитными трансформаторами тока. – М.: Энергия, 1981. – 56 с.
16. Мельников М. А. Внутрицеховое электрооборудование. – Томск: Изд. ТПУ, 2007. – 132 с.
17. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. – М., 2003. – 202 с.
18. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. В. И.Круповича, Ю. Г.Барыбина, М. Л.Самовера. – М.: Энергия, 1980. – 456 с.
19. Справочник по электроснабжению промышленных предпри-

ятий / Под ред. А. А.Федорова, Г. В.Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 574 с.

20. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергоиздат, 1970. – 519 с.

21. Фабрикант В. Л. и др. Элементы устройств релейной защиты и автоматики энергосистем и их проектирование. – М.: Энергоиздат, 1982. – 472 с.

22. Федосеев А. М., Федосеев М.А. Релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 520 с.

23. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.

24. Шабад М. А. Релейная защита и автоматика на электростанциях, питающих синхронные ЭД. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 64 с.

25. Шабад М. А. Расчет релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Санкт-Петербург.: Изд. ПЭИ повышения квалификации, 2003. – 350 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	
<b>1. НАЗНАЧЕНИЕ, ФУНКЦИИ И ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И АВТОМАТИКЕ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....</b>	
.....	
1.1. Назначение релейной защиты и автоматики.....	
1.2. Функции релейной защиты и автоматики и основные требования, предъявляемые к этим устройствам.....	
1.3. Линейные измерительные преобразователи синусоидальных напряжений и токов.....	
1.3.1. Измерительные трансформаторы тока.....	
1.3.2. Первичные измерительные преобразователи напряжения	
1.3.3. Насыщающиеся трансформаторы тока.....	
1.4. Фильтр тока нулевой последовательности.....	
1.5. Элементная база устройств релейной защиты и автоматики.....	
<b>2. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ</b>	
2.1. Основные органы токовой защиты.....	
2.2. Схемы соединения измерительных преобразователей тока и цепей тока вторичных измерительных органов.....	
2.3. Выбор токов и времени срабатывания максимальной токовой защиты.....	
2.4. Первая ступень токовой защиты – токовая отсечка без выдержки времени.....	
2.5. Вторая ступень токовой защиты – токовая отсечка с выдержкой времени.....	
2.6. Третья ступень токовой защиты – максимальная токовая защита	
2.7. Совместное действие токовой защиты и устройств автоматического повторного включения (УАПВ) и автоматического включения резерва (УАВР).....	
2.8. Схемы токовых защит.....	
2.9. Токовые защиты с измерительными органами тока и напряжения	
2.10. Токовые защиты нулевой последовательности сетей с большими токами замыкания на землю.....	
2.11. Способы повышения чувствительности максимальной токовой защиты линий 6 кВ и 10 кВ при использовании аналоговых электромеханических реле.....	

3. **ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ИЛИ ЗАЗЕМЛЕННЫМИ ЧЕРЕЗ ДУГОГАСЯЩИЕ РЕАКТОРЫ.....**
  - 3.1. Защита от замыкания на землю, реагирующая на токи и напряжения нулевой последовательности установившегося режима.....
  
4. **ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ.....**
  - 4.1. Назначение и виды дифференциальных защит.....
  - 4.2. Принцип действия продольной дифференциальной токовой защиты.....
  - 4.3. Ток небаланса и ток срабатывания дифференциальной защиты с циркулирующими токами.....
  - 4.4. Способы повышения чувствительности дифференциальной защиты.....
  - 4.5. Продольная дифференциальная защита линий и ее особенности
  - 4.6. Поперечная дифференциальная защита.....
  - 4.7. Поперечная дифференциальная направленная защита.....
  
5. **УСТРОЙСТВА АВТОМАТИКИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....**
  - 5.1. Назначение устройств автоматического повторного включения, требования к ним и расчет их параметров.....
  - 5.2. Схемы устройств автоматического повторного включения.....
  - 5.3. Особенности устройств АПВ–линий с двухсторонним питанием
  - 5.4. Требования к устройствам АВР, принципы их выполнения и расчет параметров .....
  - 5.5. Схема устройств автоматического включения резерва.....
  
6. **ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТОВ ПОДСТАНЦИЙ.....**
  - 6.1. Защита и автоматика трансформаторов подстанций.....
    - 6.1.1. Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов.....
  - 6.2. Газовая защита трансформаторов.....
  - 6.3. Токовая защита трансформаторов от коротких замыканий.....
    - 6.3.1. Токовая защита со ступенчатой характеристикой выдержки времени от многофазных КЗ.....
    - 6.3.2. Защита от КЗ на землю.....
    - 6.3.3. Токовая защита нулевой последовательности автотрансформаторов.....
  - 6.4. Дифференциальные токовые защиты трансформаторов и особенности их выполнения.....



- 6.5. Схемы, выбор параметров и область использования дифференциальных защит трансформаторов.....
  - 6.6. Дифференциальная токовая отсечка.....
  - 6.7. Токовая защита трансформаторов от сверхтоков внешних коротких замыканий и перегрузок.....
    - 6.7.1. Токовая защита от сверхтоков внешних многофазных коротких замыканий.....
  - 6.8. Устройства противоаварийной автоматики трансформаторов.....
  - 6.9. Автоматические устройства управления режимами работы трансформаторов.....
- 7. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ.....**
- 7.1. Виды повреждений и ненормальных режимов работы электродвигателей и требования к их защите .....
  - 7.2. Защита и автоматика асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ.....
  - 7.3. Защита и автоматика синхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ.....
  - 7.4. Влияние синхронных электродвигателей на выбор параметров устройств релейной защиты и автоматики элементов системы электроснабжения.....

- ПРИЛОЖЕНИЯ.....**
- 1. Расчет защиты линий напряжением 35 кВ и 110 кВ: комбинированная отсечка по току и напряжению.....
  - 2. Релейная защита сетей 6 кВ и 10 кВ промышленных предприятий.....
  - 3. Расчет рабочих уставок ступенчатых защит токовых линий от междуфазных КЗ с цифровыми и аналоговыми реле.....
  - 4. Расчет уставок токовой защиты нулевой последовательности от токов КЗ на землю одиночных линий 110 кВ распределительных сетей.....
  - 5. Расчет максимальной токовой защиты, токовой отсечки и токовой защиты нулевой последовательности трансформаторов со схемами соединения обмоток 6(10)/0,4 кВ .....
  - 6. Расчет дифференциальной токовой защиты силового трансформатора (без торможения).....
  - 7. Определение возможности применения дифференциальной токовой отсечки на трансформаторе мощностью 4 МВА 35/110 кВ.....
  - 8. Расчет максимальной токовой защиты трансформатора со схемами соединения обмоток Y/Δ-11.....
  - 9. Расчет максимальной токовой защиты трансформаторов с пуском по напряжению.....

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....

Михаил Алексеевич Мельников

# РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

Научный редактор  
доктор химических наук,  
профессор

Редактор

Подписано к печати . Формат 60x 84/16. Бумага  
Печать RISO. Усл. печ. л. . Уч.-изд. л. .  
Заказ . Тираж экз.



Томский политехнический университет  
Система менеджмента качества  
Томского политехнического университе -  
та сертифицирована



NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2000

