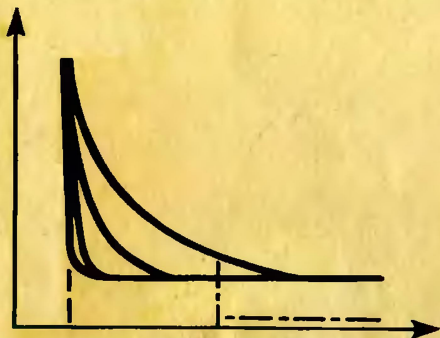




БИБЛИОТЕКА  
ЭЛЕКТРОМОНТЕРА



М. А. ШАБАД

ЗАЩИТА

ТРАНСФОРМАТОРОВ

10 кВ



БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

*Основана в 1959 году*

Выпуск 623

**М. А. ШАБАД**

# **ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 10 кВ**



Москва  
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ  
1989

ББК 31.27-02

Ш12

УДК 621.314.21 : 621.316.9

Редакционная коллегия:

*Андреевский В. Н., Бажанов С. А., Зайцев Ю. И., Ларионов В. П., Мусаев Э. С., Розанов С. П., Семенов В. А., Смирнов А. Д., Трифионов А. Н., Устинов П. И., Филатов А. А.*

Рецензент *В. А. Семенов*

Редактор *В. Н. Миханкова*

**Шабад М. А.**

Ш12     Защита трансформаторов 10 кВ. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 144 с.: ил. (Биб-ка электромонтера; Вып. 623)

ISBN 5-283-04438-6

Рассмотрены устройства релейной защиты, плавкие предохранители и автоматические выключатели, применяемые для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ, установленных преимущественно в сельской местности

Предназначена для электромонтеров и мастеров, обслуживающих трансформаторные подстанции.

Ш  $\frac{2202080000-598}{051(01)-89}$  168—89

ББК 31.27-02

ISBN 5-283-04438-6

© М. А. Шабад, 1989

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Электрические силовые трансформаторы являются наиболее ответственными элементами в схеме любой электрической подстанции. Общее число электрических трансформаторов, установленных на подстанциях энергетических систем, промышленных и агропромышленных предприятий, в городских и сельских электросетях, исчисляется сотнями тысяч. Это объясняется тем, что электроэнергия на пути от генераторов электростанций к электроприемникам — потребителям электроэнергии, как правило, неоднократно трансформируется: вначале напряжение электрического тока генераторов электростанций повышается для передачи электроэнергии по линиям высокого и сверхвысокого напряжения, а затем понижается до номинальных напряжений распределительных сетей в районах потребления электроэнергии, причем понижение напряжения до номинального напряжения большинства электроприемников 380 и 220 В происходит не в одном трансформаторе, а последовательно в нескольких трансформаторах, установленных, как правило, на разных подстанциях.

Понижающие трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ, защите которых посвящена эта книга, наиболее широко используются на небольших подстанциях промышленных и агропромышленных предприятий, в городских и сельских электрических сетях.

В ходе реализации Продовольственной программы неуклонно повышается электровооруженность и электропотребление в сельском хозяйстве, вследствие этого мощности трансформаторных подстанций агропромышленных предприятий увеличиваются и становятся соизмеримыми с мощностями подстанций крупных промышленных предприятий. На таких подстанциях

трансформаторы мощностью 630 кВ·А, 1 и 1,6 МВ·А подключаются к сети 10 кВ через выключатели и защищаются устройствами релейной защиты нескольких видов. Наряду с этим в сельской местности сосредоточено на больших площадях множество электроприемников малой мощности. Для их питания используются трансформаторы небольшой мощности (63, 100, 160, 250, 400 кВ·А), которые защищаются простейшими защитными аппаратами — плавкими предохранителями. Для надежного отключения поврежденного трансформатора от сети всеми тремя фазами плавкие предохранители часто используются в сочетании с выключателем нагрузки; такое устройство сокращению обозначается ВНП и применяется только на закрытых трансформаторных подстанциях.

Читатель найдет в этой книге сведения и о плавких предохранителях, и об устройствах релейной защиты трансформаторов 10 кВ и блоков линия 10 кВ—трансформатор, а также примеры расчетов токов короткого замыкания (КЗ), выбора плавких предохранителей и расчетов параметров срабатывания (уставок) релейной защиты в соответствии с требованиями действующих «Правил устройства электроустановок» [1]. Приведенные в книге сведения будут полезны электромонтерам, мастерам, инженерам и техникам, обслуживающим трансформаторные подстанции 10 кВ не только в сельской местности, но и в городах и на промышленных предприятиях.

Автор считает своим приятным долгом выразить благодарность за ценные советы А. В. Беляеву, Я. С. Гельфанду, В. А. Семенову.

Все отзывы и предложения по книге просьба направлять по адресу: 191065, Ленинград, Д-65, Марсово поле, 1, Ленинградское отделение Энергоатомиздата.

*Автор*

## 1. ПАРАМЕТРЫ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ВЫБОРА ЕГО ЗАЩИТЫ

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» все силовые трансформаторы должны иметь защиту от коротких замыканий и ненормальных режимов [1]. Для выбора видов защиты и расчета их характеристик срабатывания необходимо прежде всего точно знать тип и параметры защищаемого трансформатора.

Самые важные параметры трансформатора отражены в его условном обозначении, которое имеется и в паспорте, и на паспортной табличке, прикрепленной к трансформатору на видном месте. В соответствии с ГОСТ 11677—85 «Трансформаторы силовые» принята единая структурная схема условного обозначения трансформаторов. Буквы в начале обозначают однофазный (О) или трехфазный (Т) трансформатор, указывают вид изолирующей и охлаждающей среды (например, буква М соответствует масляному трансформатору с естественной циркуляцией воздуха и масла, буква С — сухому трансформатору), а также исполнение трансформатора и вид переключения ответвлений. Буква З — защитное исполнение, Г — герметичное, Н — возможность регулирования напряжения под нагрузкой.

После буквенной части обозначения через тире указывается номинальная мощность трансформатора в киловольт-амперах (кВ·А), затем через дробь — класс напряжения стороны высшего напряжения (ВН) в киловольтах (кВ) и далее через тире — климатическое исполнение и категория размещения оборудования по ГОСТ 15150—69. Согласно этому стандарту буквой У обозначают исполнение для умеренного климата, ХЛ — холодного, Т — тропического. Категории размещения обозначаются цифрами: 1 — для

работы на открытом воздухе, 2 — для работы в помещениях, где температура и влажность такие же, как на открытом воздухе, 3 — для закрытых помещений с естественной вентиляцией, 4 — для работы в помещениях с искусственным регулированием климата, 5 — для работы в помещениях с повышенной влажностью

Например, условное обозначение трансформатора трехфазного масляного с охлаждением при естественной циркуляции воздуха и масла, двухобмоточного, мощностью 250 кВ·А, класса напряжения 10 кВ, исполнения У категории 3 (для умеренного климата и закрытых помещений) имеет следующий вид:

ТМ-250/10-У3

Трансформатор трехфазный сухой с естественным воздушным охлаждением при защищенном исполнении, двухобмоточный, мощностью 400 кВ·А, класса напряжения 10 кВ, исполнения У категории 3 имеет такое условное обозначение.

ТСЗ-400/10-У3.

В паспортной табличке указываются и другие параметры трансформатора, необходимые для выбора его защиты

номинальные напряжения трансформатора (сторон ВН и НН для двухобмоточных трансформаторов);

номинальные токи обмоток ВН и НН,

условное обозначение схемы и группы соединения обмоток,

напряжение короткого замыкания  $u_k$  (в процентах) на основном ответвлении обмотки ВН (для трехобмоточных трансформаторов указывают напряжение короткого замыкания всех пар обмоток).

**Номинальные напряжения трансформатора.** Трансформаторы с высшим номинальным напряжением 10 кВ, которым посвящена эта книга, выпускаются с номинальным напряжением стороны низшего напряжения, равным 0,4 или 0,69 кВ, — для питания электроприемников, а также 3,15 или 6,3 кВ, или 10,5 кВ — для связи питающих электрических сетей разных напряжений, а иногда и для питания крупных электродвигателей напряжением выше 1000 В. Например, на подстанции 110/10 кВ электродвигатели напряжением 6 кВ могут работать только через трансформаторы

10/6,3 кВ. Однако большинство трансформаторов 10 кВ выпускается с нижним напряжением 0,4 кВ для питания электроприемников напряжением 380 и 220 В.

В обмотке ВН трансформаторов 10 кВ, как масляных, так и сухих, предусматривается возможность изменения напряжения ВН в диапазоне  $\pm 5\%$  номинального ступенями по 2,5%. Изменяют напряжения переключением ответвленной обмотки ВН, что производится обязательно при отключении всех обмоток трансформатора от сети. Вид, диапазон и число ступеней регулирования напряжения на стороне ВН условно обозначаются буквами и цифрами: ПБВ  $\pm 2 \times 2,5\%$ , где ПБВ означает переключение без возбуждения (в отличие от РПН — регулирования под напряжением, которое выполняется на трансформаторах более высоких классов напряжения, начиная с 35 кВ).

**Номинальные значения мощности и тока.** Номинальные мощности трансформаторов должны соответствовать ГОСТ 9680—77. Трансформаторы масляные 10 кВ для питания электроприемников выпускаются с номинальной мощностью до 2,5 МВ·А, а для связи между электросетями разных напряжений — до 6,3 МВ·А: например, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630 кВ·А, а также 1; 1,6 и 2,5 МВ·А. Трансформаторы сухие (ТСЗ) выпускаются с номинальной мощностью 160, 250, 400, 630 кВ·А, а также 1 и 1,6 МВ·А.

Мощность (в вольт-амперах) трехфазного трансформатора при равномерной нагрузке фаз определяется выражением

$$S = \sqrt{3} UI, \quad (1)$$

где  $U$  — номинальное междуфазное напряжение, В;  
 $I$  — ток в фазе, А.

Из выражения (1) по известным из паспортных данных номинальным значениям мощности и напряжений сторон ВН и НН могут быть определены значения номинальных токов (в амперах) обмоток ВН и НН трансформатора

$$I_{\text{ном. ВН}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном. ВН}}); \quad (2)$$

$$I_{\text{ном. НН}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном. НН}}), \quad (3)$$

где  $S_{\text{ном}}$  указывается в киловольт-амперах (кВ·А), а  $U_{\text{ном}}$  — в киловольтах (кВ).



Например, для трансформатора мощностью 400 кВ·А с напряжением стороны ВН, равным 10 кВ, и стороны НН, равным 0,4 кВ, номинальные токи обмоток:

$$I_{\text{ном. ВН}} = 400 / (1,73 \cdot 10) = 23,1 \text{ А — на стороне ВН;}$$

$$I_{\text{ном. НН}} = 400 / (1,73 \cdot 0,4) = 578 \text{ А — на стороне НН.}$$

Как правило, во время работы трансформаторы не должны перегружаться, т. е. значения рабочих токов в обмотках трансформатора не должны превышать номинальные. Однако допускаются в определенных пределах кратковременные и длительные перегрузки (§ 2).

**Схемы и группы соединения обмоток.** Трансформаторы 10 кВ выпускаются со следующими схемами и группами соединения обмоток:

звезда — звезда с выведенной нейтралью  $Y/Y-0$ ;  
треугольник — звезда с выведенной нейтралью  $\Delta/Y-11$ ;  
звезда с выведенной нейтралью — треугольник  $Y/\Delta-11$ ;  
звезда — зигзаг  $Y/Y$ .

Трансформаторы 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток  $Y/Y-0$  подключаются к питающей трехфазной сети 10 кВ, работающей с изолированной нейтралью, и питают трехфазную четырехпроводную сеть с наглухо заземленной нейтралью, в которой номинальное напряжение между линейными проводами равно 0,38 кВ, а между каждым линейным и нулевым проводом (нейтралью трансформатора) — 0,22 кВ. При симметричной нагрузке всех фаз ток в нулевом проводе (нейтраль) невелик и называется током небаланса. Значение тока небаланса у трансформаторов  $Y/Y$  не должно превышать 0,25 номинального тока обмотки НН во избежание перегрева и повреждения трансформатора (ГОСТ 11677—85). На практике не всегда удается выполнить это условие. По этой и некоторым другим причинам (см § 4 и 9) трансформаторы со схемой соединения обмоток  $Y/Y$  не должны применяться начиная с мощности 400 кВ·А и более.

Трансформаторы со схемой и группой соединения обмоток  $\Delta/Y-11$  подключаются таким же образом, как и трансформаторы  $Y/Y-0$ . Особенность схемы и группы соединения  $\Delta/Y-11$  состоит в том, что между векторами напряжений и токов на сторонах НН и ВН существует фазовый сдвиг на угол  $30^\circ$ . Поэтому транс-

форматоры  $\Delta/\Upsilon$ -11 не могут работать параллельно с трансформаторами  $\Upsilon/\Upsilon$ -0, у которых нет фазового сдвига между этими векторами. При ошибочном включении их на параллельную работу фазовый сдвиг на угол  $30^\circ$  между векторами вторичных напряжений этих трансформаторов вызовет уравнильный ток между трансформаторами одинаковой мощности, примерно в 5 раз превышающий номинальный ток каждого из них.

Благодаря соединению обмотки ВН в треугольник для этих трансформаторов допускается продолжительная несимметрия нагрузки и ток в нейтрали обмотки НН до 0,75 номинального тока в обмотке НН (ГОСТ 11677—85). Соединение обмотки ВН в треугольник обеспечивает также значительно большие значения токов при однофазных КЗ на землю и сети НН, работающей с заземленной нейтралью, чем при питании сети НН через трансформатор с такими же параметрами, но со схемой соединения  $\Upsilon/\Upsilon$ -0. Это способствует надежной работе устройств релейной защиты от однофазных КЗ (§ 3). Поэтому начиная с мощности 400 кВ·А должны применяться трансформаторы 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$ -11 (как сухие, так и масляные). Трансформаторы с этой схемой соединения обмоток могут выпускаться также с номинальным напряжением обмотки НН, равным 0,69 кВ.

Для связи между сетями разных напряжений и для питания крупных электродвигателей выше 1000 В выпускаются трансформаторы 10/3,15, 10/6,3 и 10/10,5 кВ со схемой и группой соединения обмоток  $\Upsilon/\Delta$ -11; некоторые трансформаторы для специального назначения могут иметь схемы соединения  $\Upsilon/\Upsilon$ -0,  $\Delta/\Delta$ -0, а также  $\Upsilon/\Delta$ -11 (обмотки ВН с выведенной нейтралью применяются в трансформаторах, например для включения дугогасящего реактора в сети 10 кВ с компенсированной нейтралью). Особую группу составляют трансформаторы для собственных нужд электростанций, релейная защита которых в этой книге не рассматривается.

Трансформаторы 10 кВ небольшой мощности для сельских электросетей могут выпускаться с особой схемой соединения обмотки НН, называемой *зигзаг*.

Обмотка ВН при этом соединяется в звезду:  $\Upsilon/\Upsilon$ .

Соединение вторичной обмотки понижающего трансформатора в зигзаг обеспечивает более равномерное распределение несимметричной нагрузки НН между фазами первичной сети ВН. При этом обеспечиваются наиболее благоприятные условия работы трансформатора. Для выполнения схемы зигзаг вторичная обмотка каждой фазы составляется из двух половин, одна из которых расположена на одном стержне магнитопровода, вторая — на другом. Выполнение трансформаторов со схемой соединения обмотки НН в зигзаг обходится дороже, чем со схемой соединения обмотки НН в звезду ( $Y/Y$ ), так как соединение в зигзаг требует большего (на 15 %) числа витков обмотки НН. Это объясняется тем, что ЭДС обмоток, расположенных на разных стержнях, складываются геометрически под углом  $120^\circ$  и их суммарное значение на 15 % меньше, чем при алгебраическом сложении ЭДС двух обмоток, расположенных на одном стержне магнитопровода. Чтобы получить ЭДС одного и того же значения при соединении в зигзаг, нужно на 15 % больше витков, чем при соединении обмотки НН в звезду. Из-за большей сложности изготовления и более высокой стоимости трансформаторы звезда — зигзаг применяются редко.

**Напряжение короткого замыкания.** Этот важнейший параметр трансформатора необходим для расчетов токов КЗ на выводах вторичной обмотки НН трансформатора и в питаемой сети НН. Напряжение короткого замыкания соответствует значению междуфазного напряжения, которое надо приложить к выводам обмотки ВН трансформатора для того, чтобы при трехфазном замыкании на выводах НН через трансформатор прошел ток КЗ, равный его номинальному значению. Напряжение короткого замыкания обозначается  $u_k$  и выражается в процентах номинального значения напряжения обмотки ВН. Если, например,  $u_k = 5\%$ , это означает, что к обмотке ВН трансформатора 10 кВ при закороченной обмотке НН надо приложить напряжение 0,5 кВ, чтобы ток трансформатора был равен номинальному.

По значению напряжения короткого замыкания, как следует из определения этого параметра, можно вычислить максимальное значение тока при трехфазном КЗ на стороне НН трансформатора, причём как без учета сопротивления питающей энергосистемы до

шин 10 кВ, где включен трансформатор, так и с учетом этого сопротивления. По значению  $u_k$  вычисляется и полное сопротивление трансформатора  $z_{тр}$  (§ 3). Значения  $u_k$  приводятся в стандартах, а также в паспортах и на паспортных табличках каждого трансформатора (по результатам заводских испытаний). Средние значения  $u_k$  для масляных трансформаторов 10 кВ равны примерно 4,5 % — при мощности до 400 кВ А, 5,5 % — при мощности 630 кВ А и 1 МВ А и 6,5 % — при мощности более 1 МВ/А. У сухих трансформаторов мощностью от 160 кВ А до 1,6 МВ А значения напряжения короткого замыкания равны примерно 5,5 %.

## 2. ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ И НЕНОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трехфазные и двухфазные КЗ на стороне ВН. Короткие замыкания, называемые междуфазными, могут происходить между наружными выводами обмоток ВН или НН, расположенными на крышке бака (корпуса) трансформатора или между обмотками внутри бака, причем последние случаются сравнительно редко, особенно трехфазные КЗ внутри бака. Наиболее опасными для самого трансформатора и для электроприемников прилегающей электрической сети являются трехфазные КЗ на выводах обмотки ВН, поскольку они сопровождаются большими токами КЗ и могут вызывать глубокие понижения напряжения на зажимах других электроприемников. При этом у асинхронных электродвигателей (двигатели  $M$  на рис 1, а) снижается частота вращения и, если КЗ не будет быстро отключено, двигатели остановятся, что вызовет нарушение работы предприятия.

Значение тока при трехфазном КЗ на выводах трансформатора 10 кВ (трансформатор  $T_2$  на рис 1), если он установлен вблизи питающей подстанции 110/10 кВ, равно значению тока КЗ на шинах 10 кВ этой подстанции. Если трансформатор 10 кВ питается по воздушной или кабельной линии 10 кВ, при расчете тока трехфазного КЗ необходимо учесть сопротивление этой линии. При значительной мощности электродвигателей (двигатели  $M$  на рис 1, а) следует учиты-

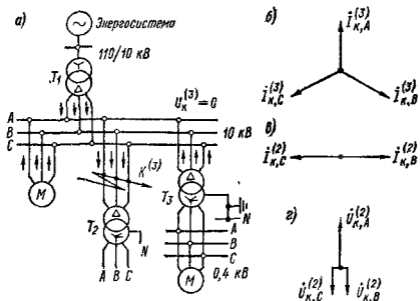


Рис 1. Распределение токов (а) и векторные диаграммы токов и напряжений при металлическом трехфазном (б) и двухфазном (в, г) КЗ на выводах понижающего трансформатора со стороны питания

вать возможность существенного увеличения тока в месте КЗ за счет кратковременной подпитки от электродвигателей.

При трехфазном КЗ токи в месте КЗ одинаковы по значению во всех трех фазах, их векторы сдвинуты относительно друг друга на  $120^\circ$  (рис. 1, а, б). Напряжения всех трех фаз в месте трехфазного КЗ равны нулю

При двухфазном КЗ токи проходят только в двух замкнувшихся фазах (например, В и С). Их значения равны между собой, а векторы сдвинуты на  $180^\circ$  (рис 1, в). Значения токов в месте двухфазного КЗ в распределительных электросетях можно приближенно считать на 15 % меньшими, чем значения токов при трехфазном КЗ в той же точке. Ток в неповрежденной фазе считается равным нулю. Напряжение неповрежденной фазы (А при КЗ между фазами В и С) сохраняется равным номинальному фазному (на рис. 1, г  $U_{K,A}^{(2)} = U_\phi$ ), а фазные напряжения замкнувшихся фаз уменьшаются в 2 раза по сравнению с номинальным. Междофазное напряжение  $U_{мф}$  поврежденных фаз в месте КЗ равно нулю ( $U_{K,B-C}$  на рис. 1, г), а два других междофазных напряжения в 1,5 раза превышают фазное, т. е. каждое из них всего

лишь примерно на 15 % ниже номинального междуфазного напряжения сети. При этом электродвигатели продолжают работать и можно было бы не спешить с отключением двухфазного КЗ, но из опыта хорошо известно, что двухфазное КЗ быстро переходит в трехфазное и вызывает дополнительные разрушения. Поэтому все междуфазные КЗ на выводах ВН и внутри трансформатора должны отключаться мгновенно или, в крайнем случае, с минимальным замедлением (до 0,5 с), если это замедление необходимо и обосновано.

**Однофазное замыкание на землю (на корпус) на стороне ВН.** В сетях 10 кВ, так же как и 3, 6; 20 и 35 кВ, работающих в нашей стране с изолированной или компенсированной нейтралью, ток при однофазном замыкании на землю не превышает нескольких ампер: например, для сетей 10 кВ они составляют 20 А [2]. Специальная защита от этого вида повреждения на трансформаторах 10 кВ не предусматривается, но на кабельной или кабельно-воздушной линии 10 кВ, по которой получают питание один или несколько трансформаторов, устанавливается защита (сигнализация) однофазных замыканий на землю [3, 4].

**Витковые замыкания.** Замыкания между витками одной фазы обмотки трансформатора, как правило, не сопровождаются большими токами, как это происходит при междуфазных КЗ. При малой доле замкнувшихся витков (по отношению к общему числу витков обмотки) ток этого вида повреждения может быть значительно меньше номинального тока трансформатора и это повреждение трудно обнаружить с помощью максимальных токовых защит, реагирующих на увеличение тока сверх номинального. Из существующих типовых защит трансформаторов только газовая защита масляных трансформаторов реагирует на витковые замыкания, так как они сопровождаются горением электрической дуги и местным нагревом, что вызывает разложение трансформаторного масла и изоляционных материалов и образование летучих газов. Газы вытесняют масло из бака трансформатора в расширитель и вызывают действие газового реле (§ 10). В соответствии с ГОСТ 11677—85 все масляные трансформаторы мощностью 1 МВ·А и более с расширителем должны быть снабжены газовым реле. Для внутрицеховых трансформаторов газовая защита

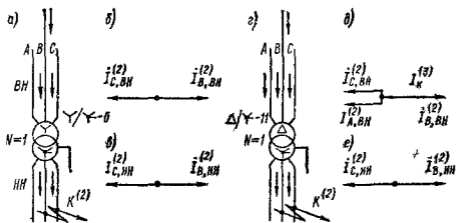


Рис 2 Распределение токов и векторные диаграммы полных токов при двухфазном КЗ за трансформаторами 10/0,4 кВ со схемами соединения обмоток  $Y/Y-0$  (а, б, в) и  $\Delta/Y-11$  (г, д, е) при условно принятом коэффициенте трансформации трансформатора  $N = 1$

обязательна при мощности трансформатора 630 кВ·А и более [1].

**Междуфазные КЗ за трансформатором.** Эти повреждения могут происходить на выводах обмотки НН трансформатора, на сборных шинах НН и на отходящих элементах питаемой сети НН. Наибольшее значение тока соответствует трехфазному КЗ, причем во всех трех фазах токи равны между собой, как на стороне НН, так и на стороне ВН (см рис 1, б).

При двухфазном КЗ на стороне НН векторная диаграмма токов в месте КЗ аналогична рис. 1, в. А распределение токов в обмотке ВН при этом зависит от схемы и группы соединения обмоток трансформатора. У трансформатора со схемой соединения обмоток  $Y/Y-0$  или  $Y/Y-0$  распределение токов и векторные диаграммы токов одинаковы для сторон НН и ВН (рис. 2, а—в). Для удобства сравнения векторных диаграмм токов в обмотках НН и ВН коэффициент трансформации трансформатора принят равным единице:  $N = 1$ , что соответствует трансформатору, например 10/10 кВ.

При таком же двухфазном КЗ, но за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y-11$ , распределение токов и векторная диаграмма токов на стороне ВН имеют другой вид (рис. 2, г—е). Характерно, что на стороне ВН токи проходят во всех трех фазах и один из фазных токов в два раза больше

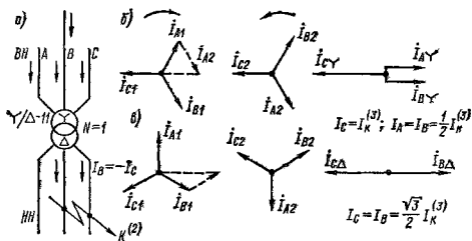


Рис. 3. Распределение токов (а) и векторные диаграммы (б и в) токов прямой и обратной последовательности к полных токов на сторонах ВН и НН при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения  $\Upsilon/\Delta$ -11

двух других, причем этот больший из токов по значению равен току *трехфазного* КЗ, если бы оно произошло в том же месте, где двухфазное КЗ (рис. 2).

При таком же двухфазном КЗ, но за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Upsilon/\Delta$ -11 (рис. 3), векторная диаграмма токов на стороне ВН оказалась повернутой на угол  $180^\circ$  по сравнению с диаграммой на рис. 2, д. На рис. 3, б, в показано с помощью известного метода симметричных составляющих, каким образом происходит трансформация симметричных составляющих токов прямой и обратной последовательности со стороны НН ( $\Delta$ ) на сторону ВН ( $\Upsilon$ ) и каким образом получены векторные диаграммы полных токов на сторонах ВН и НН трансформатора.

В соответствии с этим методом векторная диаграмма токов в месте двухфазного КЗ (например, между фазами В и С), состоящая из двух векторов, т. е. несимметричная по сравнению с диаграммой трех фазных токов, может быть представлена двумя симметричными векторными диаграммами токов прямой и обратной последовательности (рис. 3, в). Для проверки правильности этих диаграмм произведем геометрическое сложение векторов токов прямой и обратной последовательностей каждой фазы:

$$i_{A1}^{(2)} + i_{A2}^{(2)} = 0 \text{ (ток в фазе } A \text{ отсутствует);}$$

$$i_{B1}^{(2)} + i_{B2}^{(2)} = i_B^{(2)}; \quad i_{C1}^{(2)} + i_{C2}^{(2)} = i_C^{(2)}.$$



В результате этого геометрического сложения получается исходная векторная диаграмма полных токов в месте двухфазного КЗ между фазами *B* и *C* (рис 3, в). Аналогичные диаграммы токов соответствуют двухфазным КЗ между другими фазами, например *A* и *B* (отсутствует ток в фазе *C*). В распределительных сетях (без учета электродвигателей и генераторов местных электростанций) значения векторов токов прямой и обратной последовательности  $I_1^{(2)}$  и  $I_2^{(2)}$  равны между собой и составляют половину фазного тока при трехфазном КЗ, т. е.

$$I_1^{(2)} = I_2^{(2)} = 0,5I_K^{(3)}.$$

Значения полных токов в поврежденных фазах (*B* и *C* на рис. 3, в) в 1,73 раза больше, т. е.

$$I_B^{(2)} = I_C^{(2)} = 0,5 \cdot 1,73I_K^{(3)} = 0,865I_K^{(3)}.$$

Таким образом, ток при двухфазном КЗ несколько (примерно на 15 %) меньше, чем при трехфазном КЗ, о чем уже упоминалось выше.

Для построения векторной диаграммы полных токов на стороне ВН (Y) трансформатора со схемой и группой соединения обмоток Y/Δ-11 при двухфазном КЗ на стороне НН (Δ) необходимо выполнить следующее:

векторную диаграмму токов прямой последовательности на стороне НН повернуть на угол  $-30^\circ$  (по часовой стрелке);

векторную диаграмму токов обратной последовательности на стороне НН повернуть на угол  $+30^\circ$  (против часовой стрелки)

Повороты векторов тока объясняются наличием фазового сдвига между токами на сторонах ВН и НН, равного  $30^\circ$  (группа соединения обмоток этого трансформатора потому и называется «одинадцатой» или «одинадцатичасовой», что угол фазового сдвига между векторами токов на сторонах ВН и НН равен углу между часовой и минутной стрелками часов, когда они показывают 11 часов). После построения векторных диаграмм токов прямой и обратной последовательности на стороне ВН (рис 3, б) производится геометрическое сложение векторов токов прямой и обратной последовательности каждой фазы. В резуль-

тате этого сложения получается векторная диаграмма полных токов на стороне ВН. Так же как и при двухфазном КЗ за трансформатором  $\Delta/\Upsilon$ -11 (рис 2,  $a-e$ ), на стороне ВН трансформатора  $\Upsilon/\Delta$ -11 токи КЗ проходят во всех трех фазах и один из фазных токов в два раза больше двух других, причем этот больший из токов по значению равен току трехфазного КЗ (поскольку каждая из составляющих тока, прямой и обратной последовательности, равна половине фазного тока при трехфазном КЗ). Различие во взаимном расположении и наименовании фаз токов на сторонах ВН (рис. 2,  $d$  и 3,  $b$ ) объясняется тем, что при трансформации симметричных составляющих через трансформатор  $\Delta/\Upsilon$ -11 со стороны  $\Upsilon$  на сторону  $\Delta$  векторная диаграмма токов прямой последовательности поворачивается на угол  $+30^\circ$  (против часовой стрелки), а векторная диаграмма токов обратной последовательности — на угол  $-30^\circ$  (по часовой стрелке). Эту особенность трансформаторов со схемами соединения обмоток  $\Upsilon/\Delta$ -11 и  $\Delta/\Upsilon$ -11 учитывают при выполнении их максимальной токовой защиты на стороне ВН, устанавливая три токовых реле для того, чтобы при любом виде двухфазного КЗ за трансформатором в одном из реле проходил больший из токов, равный току трехфазного КЗ (§ 8).

**Однофазные КЗ за трансформатором.** Эти повреждения характерны для трансформаторов, у которых обмотка НН соединена в звезду с выведенной нейтралью и эта нейтраль имеет глухое заземление (рис 4 и 5). Есть основания считать, что большинство коротких замыканий в сетях 0,4 кВ с глухо заземленной нейтралью начинается с однофазного и, если быстро не отключить однофазное КЗ, оно переходит в более тяжелое — междуфазное КЗ, чаще всего в трехфазное, которое сопровождается большими токами и которое должно отключаться максимальными токовыми защитами от междуфазных КЗ, менее чувствительными и менее быстродействующими, чем защиты нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне НН (§ 9). Полезно знать и токораспределение, и значения токов на стороне ВН трансформатора при КЗ на землю на стороне НН. Векторные диаграммы токов на стороне ВН зависят от схемы и группы соединения трансформатора и различны для трансформаторов  $\Upsilon/\Upsilon$ -0 и  $\Delta/\Upsilon$ -11 (рис. 4, 5).

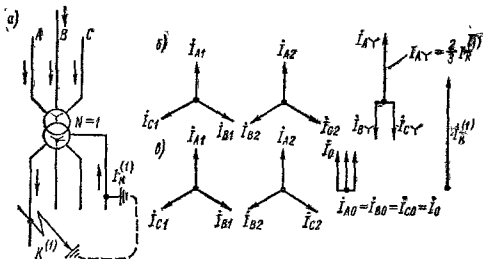


Рис. 4 Распределение токов (а) и векторные диаграммы (б и в) токов прямой, обратной и нулевой последовательности и полных токов на сторонах ВН и НН при однофазном КЗ на землю за трансформатором со схемой соединения обмоток  $Y/Y-0$

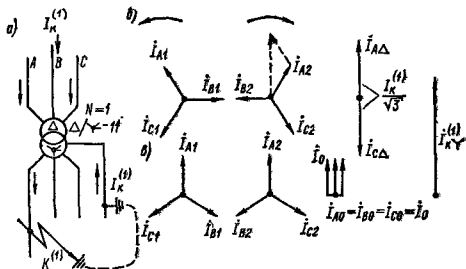


Рис. 5 Распределение токов (а) и векторные диаграммы (б и в) токов прямой, обратной и нулевой последовательности и полных токов на сторонах ВН и НН при однофазном КЗ на землю за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y-11$

Векторная диаграмма тока в месте однофазного КЗ на стороне НН состоит из одного вектора тока замкнувшейся фазы, например фазы А, вне зависимости от того, питается сеть НН через трансформатор  $Y/Y$  или  $\Delta/Y$ . Эта несимметричная векторная диаграмма может быть представлена тремя симмет-

ричными векторными диаграммами токов прямой, обратной и нулевой последовательности, которые показаны на рис. 4, в и 5, в. Для проверки следует проинвестировать *геометрическое* сложение симметричных составляющих токов каждой из трех фаз:

$$i_{A1}^{(1)} + i_{A2}^{(1)} + i_{A0}^{(1)} = i_A^{(1)};$$

$$i_{B1}^{(1)} + i_{B2}^{(1)} + i_{B0}^{(1)} = 0;$$

$$i_{C1}^{(1)} + i_{C2}^{(1)} + i_{C0}^{(1)} = 0.$$

Все симметричные составляющие имеют равные значения:  $i_{k\text{ нн}}^{(1)}/3$ . Ток однофазного КЗ часто обозначают  $3I_0$  и называют утроенным током нулевой последовательности.

Токораспределение и векторная диаграмма токов на стороне ВН трансформатора со схемой соединения  $Y/Y_0$  показаны на рис. 4, а, б. Фазового сдвига между токами обмоток ВН и НН здесь нет, но составляющие нулевой последовательности не трансформируются на сторону ВН, поскольку токи одного направления не могут проходить по фазным обмоткам ВН, соединенным в звезду без выведенной и заземленной нейтрали (как на стороне НН). Поэтому на сторону ВН трансформируются симметричные составляющие только прямой и обратной последовательности. Поскольку в учебных целях принято, что коэффициент трансформации трансформатора  $N = 1$ , векторные диаграммы токов этих последовательностей одинаковы на сторонах ВН и НН. Складывая *геометрически* векторы токов этих последовательностей на стороне ВН, получаем векторную диаграмму полных токов, по которой видно, что в одной из фаз (поврежденной фазе А) проходит ток, в 2 раза больший, чем в двух других, а значение этого большого тока равно  $2/3$  тока однофазного КЗ, проходящего на стороне НН (при  $N = 1$ ). Если коэффициент трансформации трансформатора не равен 1, например  $10/0,4 = 25$ , то значение тока КЗ на стороне ВН следует поделить еще на 25 (§ 3). В двух других фазах ВН проходят ток, в 3 раза меньшие, чем ток однофазного КЗ на стороне НН (при  $N = 1$ ). Это является одной из причин недостаточной, как правило, чувствительности максимальной токовой защиты на

стороне ВН трансформаторов  $\Upsilon/\Upsilon-0$  при однофазных КЗ на землю на стороне НН. И это же указывает на необходимость выполнения на стороне НН специальной токовой защиты нулевой последовательности от однофазных КЗ на землю (§ 9).

На рис. 5, б показано построение векторной диаграммы полных токов на стороне ВН трансформатора со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  при однофазном КЗ на стороне НН. При трансформации векторная диаграмма токов прямой последовательности поворачивается на угол  $+30^\circ$  (против часовой стрелки), а векторная диаграмма токов обратной последовательности — на угол  $-30^\circ$  (по часовой стрелке). Токи нулевой последовательности  $I_0$  также трансформируются на сторону ВН, но замыкаются в обмотке ВН, соединенной в треугольник, и поэтому отсутствуют в полных линейных токах на этой стороне трансформатора. Геометрически складывая токи прямой и обратной последовательности каждой фазы, получаем векторную диаграмму полных токов, которая состоит из двух векторов, направленных в противоположные стороны. Поскольку каждая из симметричных составляющих равна  $I_{\text{к нн}}^{(1)}/3$ , то значение полных токов на стороне ВН

$$I_{\text{к. ВН}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{к нн}}^{(1)}}{3} = I_{\text{к нн}}^{(1)}/\sqrt{3}.$$

Таким образом, при однофазном КЗ на землю за трансформатором  $\Delta/\Upsilon-11$  на стороне ВН ( $\Delta$ ) токи КЗ проходят в двух фазах, их векторы сдвинуты на  $180^\circ$ , а значение равно  $I_{\text{к нн}}^{(1)}/(1,73N_{\text{тр}})$ .

**Сверхтоки при перегрузках.** Перегрузкой называется ненормальный режим работы трансформатора, при котором ток через трансформатор более чем на 5% превышает номинальное паспортное значение тока при соответствующем ответвлении обмотки ВН. Различают перегрузки, вызванные неравномерностью графика нагрузки и аварийными ситуациями. Аварийные перегрузки допускаются в исключительных случаях, например при отключении одного из трансформаторов двухтрансформаторной подстанции, когда в результате срабатывания устройства АВР к работающему трансформатору подключается дополнительная нагрузка. Допустимые перегрузки указываются

в соответствующих стандартах и директивных материалах В ГОСТ 14209—85 для масляных трансформаторов (М) классов напряжения до 110 кВ включительно при температуре охлаждающего воздуха от  $-20^{\circ}\text{C}$  и ниже и до  $+30^{\circ}\text{C}$  допускаются следующие аварийные перегрузки (без учета предшествующей нагрузки): от 2 до 1,9 номинального тока трансформатора в течение 30 мин и от 2 до 1,7 — в течение 1 ч, при  $+40^{\circ}\text{C}$  — соответственно 1,7 и 1,4. Перегрузки длительностью 24 ч допускаются от 1,6 при  $-20^{\circ}\text{C}$  и ниже и до 1,2 при  $+30^{\circ}\text{C}$  и 1,1 номинального тока трансформатора при  $+40^{\circ}\text{C}$ . Для конкретных масляных трансформаторов серий ТМ и ТМВМ напряжением 6 и 10 кВ мощностью до 630 кВ А, установленных в распределительных электрических сетях и питающих коммунально бытовую нагрузку, производственные, смешанные (производственные и коммунально-бытовые) и другие виды нагрузок, допускаются перегрузки, указанные в табл. 1 в долях номинальной мощности трансформатора [5]. Такие же перегрузки допускаются и по току. Трансформаторы масляные герметичной серии (ТМГ) рассчитаны на систематические перегрузки до 1,5 номинального тока.

Для сухих трансформаторов, устанавливаемых в КТП, допускаются аварийные перегрузки на 30 % сверх номинального тока не более чем на 3 ч в сутки. Указанные возможные максимальные перегрузки необходимо учитывать при расчете параметров защиты для того, чтобы предотвратить излишние отключения трансформатора плавкими предохранителями (§ 4) или максимальной токовой защитой от токов КЗ (§ 8).

Таблица 1. Допустимые перегрузки трансформаторов серий ТМ и ТМВМ [5]

Характер перегрузки	Вид установки трансформатора	Допустимые перегрузки трансформаторов в долях номинальной мощности	
		6 кВ до 400 кВ А	10 кВ до 630 кВ А
Систематическая	Открытая	1,6	1,7
	Закрытая	1,5	1,6
Аварийная на время до 5 суток в год	Открытая	1,7	1,8
	Закрытая	1,7	1,8

во время его работы с допустимыми превышениями номинального тока.

Для выявления и предотвращения недопустимых перегрузок может выполняться специальная максимальная токовая защита от перегрузки, действующая на сигнал, на разгрузку (путем автоматического отключения части электроприемников) или на отключение трансформатора.

К ненормальным режимам относят и сверхтоки, вызванные внешними КЗ, т. е. повреждениями в питаемой сети НН, которые по какой-либо причине своевременно не отключаются защитными устройствами поврежденных элементов НН. Сверхтоки, значения которых могут в 10 и даже в 20 раз превосходить номинальный ток трансформатора, должны отключаться защитными устройствами трансформатора до того, как смогут оказать вредное термическое и динамическое воздействие на обмотки трансформатора. Для токовых защит трансформаторов 10 кВ время срабатывания, как правило, устанавливается от 0,4 до 2 с, что не превышает допустимых значений длительности КЗ на зажимах трансформатора, указанных в стандарте. Правильно подобранные параметры плавких предохранителей типа ПКТ-10 заводского исполнения также обеспечивают достаточно быстрое отключение трансформатора при внешних КЗ, обеспечивая его сохранность (§ 4).

Для масляных трансформаторов опасным ненормальным режимом является и *понижение уровня масла* в баке ниже допустимого, поскольку трансформаторное масло обеспечивает и охлаждение, и электрическую изоляцию обмоток трансформатора. Причинами понижения уровня масла может быть резкое снижение температуры окружающего воздуха или течь в баке трансформатора. О понижении уровня масла сигнализирует реле *газовой защиты* (§ 10). Понижение уровня масла можно обнаружить также по указателю уровня масла (маслоуказателю).

Для масляных трансформаторов герметичной серии (ТМГ, ТМВГ) опасным ненормальным режимом является повышение давления масла в баке, причиной которого может быть длительная перегрузка трансформатора токами свыше 1,5 его номинального значения. Для предотвращения разрушения бака у этих трансформаторов предусмотрена установка элек-

троконтактного *мановакуумметра*, дающего команду на отключение трансформатора при повышении давления масла в баке сверх допустимого.

### **3. РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ЗА ТРАНСФОРМАТОРАМИ**

Особенности расчетов токов КЗ. Для выбора типов и параметров срабатывания устройств защиты трансформаторов необходимо определить максимальное и минимальное значение токов при КЗ на выводах НН понижающего трансформатора, или, как чаще говорят, при КЗ за трансформатором.

Максимальное значение тока соответствует трехфазному металлческому КЗ за трансформатором. Ток трехфазного КЗ рассчитывается при максимальном режиме работы питающей энергосистемы (электросети), при котором включено максимально возможное число генераторов, питающих линий и трансформаторов. Эквивалентное электрическое сопротивление энергосистемы (электросети) до места подключения рассматриваемого трансформатора при этом режиме имеет минимальное значение, но обозначается  $Z_{\text{max}}$  или  $X_{\text{max}}$ , что подразумевает максимальный режим работы энергосистемы. При таком режиме ток трехфазного КЗ на выводах ВН трансформатора и мощность КЗ имеют максимальные значения. При значительном числе электродвигателей в прилегающей сети ВН учитывается подпитка места КЗ электродвигателями в течение времени действия защиты трансформатора, не имеющих специального замедления, т. е. в течение до 0,1 с. Максимальное значение тока КЗ за трансформатором учитывается для выбора тока срабатывания токовых отсечек, устанавливаемых на стороне ВН трансформатора (§ 7), а также для выбора аппаратуры и кабелей питаемых элементов стороны НН [6, 7].

Минимальные значения токов при КЗ на стороне 0,4 кВ рассчитываются с учетом переходного активного сопротивления (электрической дуги) в месте КЗ до 15 мОм [1]. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  практически рассчиты-



вается минимальное значение тока только при трехфазном КЗ (считая, что при однофазном КЗ на землю ток в поврежденной фазе имеет такое же значение). Для трансформаторов со схемой соединения обмоток  $Y/Y$  рассчитываются токи как при трехфазном, так и при однофазном КЗ, поскольку они значительно отличаются друг от друга и для их отключения должны устанавливаться разные защиты

Для трансформаторов 10 кВ с низшим напряжением выше 1 кВ (3, 6, 10 кВ) со схемами соединения обмоток  $Y/\Delta$ ,  $Y/Y$ ,  $\Delta/\Delta$  минимальное значение тока рассчитывается при двухфазном металлическом КЗ за трансформатором

Для всех типов понижающих трансформаторов минимальные значения токов КЗ рассчитываются при минимальном режиме работы питающей энергосистемы (электросети), при котором включено минимальное реально возможное число генераторов, питающих линий и трансформаторов. При этом эквивалентное электрическое сопротивление энергосистемы (электросети) до места подключения рассматриваемого трансформатора имеет максимальное значение. Однако это сопротивление принято обозначать  $Z_{\min}$  или  $X_{\min}$ , имея в виду минимальный режим работы питающей энергосистемы (электросети). По минимальным значениям токов КЗ определяются так называемые коэффициенты чувствительности для всех типов защит трансформатора от внутренних и внешних КЗ (кроме газовой). Необходимые значения этих коэффициентов указаны в «Правилах» [1] и в соответствующих разделах этой книги

Расчеты токов при КЗ за понижающими трансформаторами небольшой мощности (практически до 1,6 МВ·А) производятся с учетом активной составляющей полного сопротивления трансформатора. Токи намагничивания и токи нагрузки трансформаторов при расчете токов КЗ не учитываются

При расчетах токов КЗ за трансформаторами 10 (6) кВ считается, что напряжение питающей энергосистемы на стороне ВН трансформатора остается неизменным в течение всего процесса КЗ. Это допущение объясняется тем, что распределительные сети 10 (6) кВ, как правило, электрически удалены от генерирующих источников энергосистемы и КЗ в этих сетях, и тем более за трансформаторами 10 (6) кВ,

мало сказываются на работе электрических генераторов. По этой же причине вычисляется только периодическая составляющая тока КЗ, а влияние аperiodической составляющей тока КЗ учитывается при выборе параметров некоторых типов защиты путем введения повышающих коэффициентов.

**Вычисление тока трехфазного КЗ по значению напряжения КЗ трансформатора.** Наиболее просто максимальное значение тока (в амперах) трехфазного КЗ за трансформатором вычисляется по значению напряжения КЗ трансформатора ( $u_k$ ):

$$I_k^{(3)} = \frac{100}{u_k + p} I_{ном тр}, \quad (4)$$

где  $u_k$  — напряжение короткого замыкания из паспорта (паспортной таблички) трансформатора, %;  $I_{ном тр}$  — номинальный ток трансформатора на стороне ВН или НН из паспорта трансформатора, А;

$$p = 100 S_{ном тр} / S_k \quad (5)$$

— коэффициент, % ( $S_{ном тр}$  — номинальная мощность трансформатора из паспорта, МВ·А,  $S_k$  — мощность трехфазного КЗ питающей энергосистемы в той точке, где подключен трансформатор, т.е. на его выводах ВН, задается энергоснабжающей организацией, МВ·А), если мощность энергосистемы относительно велика («бесконечна»), то  $p = 0$ .

Например, трансформатор ТМ 1 напряжением 10/0,4 кВ, мощностью  $S_{ном тр} = 1$  МВ·А, с номинальными токами сторон ВН и НН, равными 58 и 1445 А соответственно, с напряжением КЗ  $u_k = 5,5$  % подключен к энергосистеме в точке, где мощность КЗ  $S_k = 100$  МВ·А. Токи при трехфазном КЗ за трансформатором вычисляются по выражениям (5) и (4):  $p = 1 \cdot 100 / 100 = 1$  %,  $I_k^{(3)}_{ВН} = 100 \cdot 58 / (5,5 + 1) = 892$  А, отнесенных к напряжению 10 кВ,  $I_k^{(3)}_{НН} = 100 \cdot 1445 / (5,5 + 1) = 22\,230$  А или 22,2 кА, отнесенных к напряжению 0,4 кВ.

Другой пример для трансформатора мощностью  $S_{ном тр} = 0,25$  МВ·А ( $u_k = 4,5$  %), подключенного в удаленной точке сети 10 кВ, где  $S_k = 12,5$  МВ·А, рассчитываются токи при трехфазном КЗ на стороне НН по выражениям (5) и (4)  $p = 0,25 \cdot 100 / 12,5 = 2$  %;  $I_k^{(3)}_{ВН} = 100 \cdot 14,5 / (4,5 + 2) = 223$  А и  $I_k^{(3)}_{НН} = 5538$  А.

или 5,5 кА, отнесенных к напряжениям 10 и 0,4 кВ соответственно. Номинальные токи трансформатора вычислены по выражениям (2) и (3):

$$I_{\text{ном. ВН}} = 250 / (1,73 \cdot 10) = 14,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном. НН}} = 250 / (1,73 \cdot 0,4) = 360 \text{ А}.$$

При подключении относительно маломощных трансформаторов (менее 1 МВ·А) вблизи мощных районных подстанций и подстанций глубокого ввода 110/10 кВ с трансформаторами мощностью более 10 МВ·А влияние сопротивления энергосистемы на значение токов КЗ за трансформаторами снижается и им часто пренебрегают, считая мощность энергосистемы «бескопечной», а значение  $p$  в выражении (4) равным нулю.

Вычисление тока трехфазного КЗ по полному сопротивлению трансформатора  $z_{\text{тр}}$ . Значения этого сопротивления и его составляющих: активной  $r_{\text{тр}}$  и индуктивной  $x_{\text{тр}}$ , необходимо знать для составления так называемой схемы замещения, в которой своими сопротивлениями представлены все элементы расчетной схемы питаемой сети НН. Схема замещения дает возможность вычислить значения токов КЗ не только на выводах НН трансформатора, но и в любой точке сети НН [6, 7].

Полное сопротивление трансформатора  $z_{\text{тр}}$  (в омах) определяется по выражению

$$z_{\text{тр}} = u_{\text{к}} U_{\text{ном. тр}}^2 / (100 S_{\text{ном. тр}}), \quad (6)$$

где  $u_{\text{к}}$  — напряжение КЗ, %;  $S_{\text{ном. тр}}$  — номинальная мощность трансформатора, МВ·А;  $U_{\text{ном. тр}}$  — номинальное междуфазное напряжение трансформатора на той стороне ВН или НН, к которой приводится его сопротивление, кВ.

Активная составляющая полного сопротивления трансформатора  $r_{\text{тр}}$  определяется по значению потерь мощности  $\Delta P$  в его обмотках при номинальной нагрузке. В практических расчетах потери мощности в обмотках трансформатора принимают равными потерям короткого замыкания при номинальном токе трансформатора:  $\Delta P = P_{\text{к}}$ . Активное сопротивление трансформатора (в омах) вычисляется по выражению

$$r_{\text{тр}} = P_{\text{к}} U_{\text{ном. тр}}^2 / S_{\text{ном. тр}}^2, \quad (7)$$

где  $P_k$  — потери короткого замыкания при номинальном токе трансформатора, Вт;  $U_{ном.тр}$  и  $S_{ном.тр}$  — то же, что в выражении (6), но здесь мощность  $S_{ном.тр}$  выражается в киловольт-амперах (кВ·А). Значения  $P_k$  приведены в соответствующих стандартах и справочниках.

Индуктивное сопротивление (реактивная составляющая полного сопротивления) трансформатора (в омах) вычисляется по выражению

$$x_{тр} = \sqrt{z_{тр}^2 - r_{тр}^2}, \quad (7a)$$

где  $z_{тр}$  — модуль полиого сопротивления трансформатора, вычисленный по выражению (6);  $r_{тр}$  — активная составляющая полного сопротивления трансформатора, вычисленная по выражению (7).

Значения сопротивлений стандартных трансформаторов общего назначения напряжением 10/0,4 кВ для вычисления токов трехфазного (и двухфазного) КЗ приведены в табл. 2.

Как видно из таблицы, сопротивления, отнесенные к стороне НН с  $U_{ном} = 0,4$  кВ и указанные для удобства в миллиомах, меньше сопротивлений, отнесенных

Таблица 2 Сопротивления трансформаторов 10/0,4 кВ

Мощность трансформатора $S_{ном.тр}$ МВ·А	Напряжение КЗ $u_k$ , %	Сопротивление, Ом, отнесенное к 10 кВ			Сопротивление мОм, отнесенное к 0,4 кВ		
		активное $r$	индуктивное $x$	полное $z$	активное $r$	индуктивное $x$	полное $z$
0,040	4,5	55,0	98,1	112,5	88,0	157,0	180,0
0,063	4,5	33,1	63,1	71,2	53,0	101,0	114,0
0,100	4,5	19,6	40,4	45,0	31,5	64,7	72,0
0,160	4,5	10,3	26,0	28,0	16,5	41,7	45
0,250	4,5	5,9	17,0	18,0	9,4	27,2	28,8
0,400	4,5	3,5	10,7	11,25	5,6	17,1	18,0
0,630	5,5	1,9	8,5	8,7	3,1	13,6	14,0
1,00	5,5	1,2	5,4	5,5	2,0	8,6	8,8
1,6	6,5	—	4,06	4,06	—	6,5	6,5
2,5	6,5	—	2,6	2,6	—	4,16	4,16

Примечание. Указанные значения сопротивлений с достаточной степенью точности можно использовать при расчетах токов трехфазных КЗ за трансформаторами 10 кВ со схемами соединений обмоток звезда — звезда  $Y/Y$ , треугольник — звезда  $\Delta/Y$  и звезда — зигзаг  $Y/Y$ .

к стороне ВН с  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ и указанных в *омах*, в 625 раз, что соответствует выражению

$$z_{\text{НН}} = z_{\text{ВН}}/N_{\text{тр}}^2, \quad (8)$$

где  $N_{\text{тр}}$  — коэффициент трансформации трансформатора, равный для рассматриваемых трансформаторов  $10/0,4 = 25$ .

Максимальное значение тока (в амперах) при трехфазном металлическом КЗ за трансформатором, который подключен к энергосистеме бесконечной мощности ( $z_c = 0$ ), вычисляется по выражению

$$I_{\text{к, макс}}^{(3)} = U_{\text{ср}}/(1,73z_{\text{тр}}), \quad (9)$$

где  $U_{\text{ср}}$  — среднее значение междуфазного напряжения, принимаемое для расчетов токов КЗ в сетях 10 кВ равным 10 500 В;  $z_{\text{тр}}$  — полное сопротивление трансформатора, вычисленное по выражению (6); для трансформаторов 10 кВ берется из табл. 2.

Например, при трехфазном КЗ за трансформатором мощностью 0,4 МВ·А максимальное значение тока на стороне ВН может быть вычислено по выражению (9) без учета сопротивления питающей энергосистемы:

$$I_{\text{к, макс}}^{(3)} = 10\,500/(1,73 \cdot 11,25) = 540 \text{ А,}$$

отнесенных к напряжению 10 кВ.

Для сравнения: примерно это же значение тока может быть получено по выражению (4) при условии, что  $p = 0$  (питание от системы бесконечной мощности) —  $I_{\text{к}}^{(3)} = 100 \cdot 23,1/4,5 = 512$  А, где  $I_{\text{ном. тр. ВН}} = 23,1$  А. Значение тока КЗ получилось несколько меньше из-за того, что в расчете по выражению (9) принято среднее напряжение 10,5 кВ, большее в 1,05 раза, чем номинальное 10 кВ.

На стороне НН ток КЗ вычисляется также по выражению (9), но с учетом того, что сопротивления, отнесенные к стороне 0,4 кВ, в табл. 2 указаны в *миллиомах*, а фазное напряжение этой сети  $U_{\text{ф}} = 400/1,73 = 231$  В:

$$I_{\text{к, макс}}^{(3)} = 231 \cdot 10^3/18 = 12\,845 \text{ А или } 12,85 \text{ кА,}$$

отнесенных к напряжению 0,4 кВ;

Для сравнения по выражению (4) получаем такое же значение тока КЗ:  $I_{к, \max}^{(3)} = 100 \cdot 578/4,5 = 12\,845$  А или 12,85 кА, где номинальный ток трансформатора на стороне НН равен 578 А.

Ток на стороне ВН и НН трансформаторов различаются в  $N_{тр}$  раз, где  $N_{тр}$  — коэффициент трансформации трансформатора, для трансформаторов 10/0,4 кВ значение  $N_{тр} = 25$ . Для рассмотренного в примере трансформатора мощностью 0,4 МВ·А отношение токов КЗ будет  $12\,845/512 = 25$ .

Минимальное значение тока при трехфазном КЗ на выводах НН трансформатора через переходное активное сопротивление в месте КЗ  $r_{пер}$  рассчитывается по выражению, аналогичному (9):

$$I_{к, \min}^{(3)} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \sqrt{(r_c + r_{тр} + r_{пер})^2 + (x_c + x_{тр})^2}}, \quad (10)$$

где  $U_{ср}$  — междуфазное среднее напряжение сети, В;  $r_c$  и  $x_c$  — активная и индуктивная составляющие сопротивления питающей энергосистемы (электросети) до вводов ВН трансформатора;  $r_{тр}$  и  $x_{тр}$  — активная и индуктивная составляющие сопротивления трансформатора (табл. 2);  $r_{пер}$  — переходное активное сопротивление в месте КЗ, наибольшее принимаемое в расчетах его значение равно 15 мОм, отнесенным к стороне 0,4 кВ.

Расчеты токов КЗ на стороне НН 0,4 кВ удобно выполнять в именованных единицах, относя значения всех сопротивлений к стороне 0,4 кВ и принимая фазное среднее напряжение этой сети равным 230 В. Сопротивления выражают в миллиомах, значения токов КЗ получают в килоамперах.

Например, для расчета тока трехфазного КЗ через переходное сопротивление  $r_{пер} = 15$  мОм на выводах НН трансформатора мощностью 0,4 МВ·А заданы сопротивления питающей энергосистемы до места подключения этого трансформатора к сети 10 кВ:  $r_c = 0,8$  Ом и  $x_c = 0,62$  Ом, отнесенных к напряжению 10 кВ. В первую очередь эти сопротивления должны быть приведены к стороне 0,4 кВ по выражению (8):  $r_c = 0,8 \cdot 10^3/625 = 1,3$  мОм;  $x_c = 0,62 \cdot 10^3/625 \approx 1$  мОм. Значения сопротивлений трансформатора принимаются по табл. 2.

Минимальное значение тока рассчитывается по выражению (10):

$$I_{\text{к min}}^{(3)} = 230 / \sqrt{(1,3 + 5,6 + 15)^2 + (1 + 17,1)^2} = \\ = 230 / 28,4 = 8,1 \text{ кА или } 8100 \text{ А,}$$

отнесенных к напряжению 0,4 кВ. За счет переходного сопротивления 15 мОм расчетное значение тока КЗ снизилось примерно в 1,5 раза по сравнению с максимальным значением тока КЗ, рассчитанным выше (12,85 кА). Учет сопротивления питающей энергосистемы существенного влияния на уменьшение тока КЗ в данном случае не оказал. Следует напомнить, что с ростом мощности трансформатора его сопротивление уменьшается (табл. 2) и переходное активное сопротивление в месте КЗ, принимаемое в расчетах равным 15 мОм, вызывает тем более существенное уменьшение значения тока КЗ, чем больше мощность трансформатора: например, для стандартного трансформатора 0,63 МВ·А — примерно в 1,6 раза, 1 МВ·А — более чем в 2 раза, 1,6 МВ·А — более чем в 2,5 раза. Поэтому при использовании относительно крупных трансформаторов 10 (6)/0,4 кВ со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  некоторые организации допускают сниженные по сравнению с «Правилами» [1] значения коэффициентов чувствительности максимальных токовых защит для случаев КЗ через переходное сопротивление с максимальным значением 15 мОм, например 1,2 вместо 1,5.

По выражению (10) рассчитываются также значения токов при трехфазных КЗ на отходящих элементах 0,4 кВ, т. е. на кабельных и воздушных линиях этого напряжения [7]. Значения этих токов используются для определения коэффициентов чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора в так называемых зонах резервирования. При значении этих коэффициентов, превышающем 1,2, считается, что максимальная токовая защита трансформатора обеспечивает *дальнее резервирование* питаемой сети, т. е. резервирует возможные отказы защитных устройств и коммутационных аппаратов отходящих элементов 0,4 кВ, не допускает длительного существования неотключенного КЗ и тем самым спасает электроустановку от больших повреждений.

Вычисление токов при двухфазных КЗ за трансформатором. Специальные расчеты этих токов не производятся, а их значения принимаются примерно на 15 % меньшими, чем ток трехфазного КЗ. Минимальные значения токов при двухфазных КЗ используются для проверки чувствительности максимальных токовых защит на трансформаторах со схемой соединения обмоток  $Y/Y$ , а также всех защитных устройств от междуфазных КЗ на элементах 0,4 кВ.

Вычисление токов при однофазных КЗ за трансформаторами 10/0,4 кВ, работающими с глухо заземленной нейтралью на стороне НН. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток треугольник — звезда  $\Delta/Y$  и звезда — зигзаг  $Y/\text{Y}$  значение тока в месте однофазного КЗ за трансформатором считается практически *равным току трехфазного КЗ* за трансформатором в этой же точке и специальные расчеты токов при однофазных КЗ в этих случаях не производятся (хотя фактически ток однофазного КЗ может быть примерно на 10 % меньше, чем ток трехфазного КЗ).

Вычисление токов (в амперах) при однофазных КЗ за трансформаторами со схемой соединения обмоток звезда — звезда  $Y/Y$  производится по выражению

$$I_k^{(1)} = U_\phi / \left( \frac{1}{3} z_{\text{тр}}^{(1)} \right), \quad (11)$$

где  $U_\phi = 230$  В — фазное напряжение для сети 0,4 кВ;  $z_{\text{тр}}^{(1)}$  — полное сопротивление трансформатора с соединением обмоток  $Y/Y$  при однофазном КЗ на стороне 0,4 кВ в миллиомах, отнесенное к этому напряжению, значения его находятся в справочной литературе, выпущенной после 1968 г. (например, [7, 9, 10]).

Значения сопротивления  $\frac{1}{3} z_{\text{тр}}^{(1)}$  для стандартных трансформаторов, выпускаемых с 1967 г., приведены в табл. 3. Из таблицы, где для сравнения приведены значения  $\frac{1}{3} z_{\text{тр}}^{(1)}$  не только для трансформаторов со схемой соединения обмоток  $Y/Y$ , но также со схемами соединения обмоток  $\Delta/Y$  и  $Y/\text{Y}$ , видно, что для трансформаторов  $Y/Y$  эти значения примерно в 3—3,5 раза выше, чем для трансформаторов  $\Delta/Y$  и



Таблица 3. Значения сопротивления  $\frac{1}{3} z_{\text{тр}}^{(1)}$  трансформаторов 10/0,4 кВ для расчетов металлических однофазных КЗ

Мощность трансформатора, МВ·А	Сопротивление $\frac{1}{3} z_{\text{тр}}^{(1)}$ , мОм, приведенное к напряжению 0,4 кВ, для трансформаторов со схемой соединения обмоток		
	Y/Y	$\Delta/Y$	Y/Y <sub>2</sub>
0,040	650	—	137
0,063	411	—	88
0,100	260	75	55
0,160	162	47	47
0,250	104	30	30
0,400	65	18,7	—
0,630	43	14	—
1,00	27	9	—
1,60	18	6,5	—

Y/Y<sub>2</sub>. Соответственно значение тока при однофазных КЗ за трансформатором Y/Y примерно в 3—3,5

раза меньше, чем за трансформатором  $\Delta/Y$  или Y/Y<sub>2</sub> такой же мощности и с таким же значением напряжения КЗ ( $u_k$ ). Из этого можно также сделать вывод о том, что ток при однофазном КЗ за трансформатором Y/Y примерно в 3—3,5 раза меньше, чем при трехфазном КЗ в этой же точке.

Например, для трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Y мощностью 0,4 МВ·А ток при однофазном КЗ на стороне НН, вычисленный по выражению (11), будет  $I_k^{(1)} = 230/65 = 3,55$  кА, т. е. примерно в 3,5 раза меньше, чем ток при трехфазном КЗ (12,85 кА). Для трансформаторов 0,63, 1 и 1,6 МВ·А значения тока при однофазных КЗ примерно в 3 раза меньше, чем при трехфазных КЗ.

Минимальные значения тока имеют место при однофазном КЗ через переходное активное сопротивление с наибольшим значением 15 мОм. Значения  $\frac{1}{3} z_{\text{тр}}^{(1)}$  пер с учетом токоограничивающего действия этого переходного сопротивления приведены в табл. 4 [7]. В этой таблице учтено также влияние сопротивления питающей энергосистемы, значение ко-

Таблица 4 Значения сопротивления  $\frac{1}{3} z_{\text{тр}}^{(1)}$  трансформаторов 10/0,4 кВ с учетом сопротивления питающей энергосистемы и переходного активного сопротивления в месте КЗ, равного 15 мОм [7]

Схема соединения обмоток	Мощность МВ·А	Напряжение КЗ $U_{\text{к}} \%$	Сопротивление $\frac{1}{3} z_{\text{тр}}^{(1)}$ , мОм, при сопротивлении энергосистемы		
			$x_c = 0,1x_{\text{тр}}$	$x_c = x_{\text{тр}}$	$x_c = 2x_{\text{тр}}$
Звезда — звезда Y/Y	0,40	4,5	72,4	81,4	91,7
	0,63	5,5	50,0	57,1	65,2
	1,00	5,5	34,8	38,8	43,6
Треугольник — звезда $\Delta/Y$	0,40	4,5	27,7	35,2	41,8
	0,63	5,5	23,4	29,1	36,5
	1,00	5,5	19,3	22,2	26,3

того задается в долях от индуктивного сопротивления трансформатора. Например, в зависимости от меньшей или большей электрической удаленности от энергосистемы трансформатора Y/Y мощностью 0,4 МВ·А значения токов при однофазном КЗ на стороне НН через переходное активное сопротивление 15 мОм в месте КЗ, рассчитанные по выражению (11) и по данным табл. 4, равны 3,17; 2,8 и 2,5 кА; для трансформатора Y/Y мощностью 1 МВ·А — 8,5 кА (без учета сопротивлений питающей энергосистемы и переходного сопротивления в месте КЗ), 6,6; 5,9 и 5,28 кА. Для трансформатора такой же мощности, но со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y$ , значения токов при однофазном КЗ на стороне НН также уменьшаются за счет влияния сопротивления питающей энергосистемы и переходного сопротивления в месте КЗ (15 мОм) и равны 26,1 кА (без учета этих сопротивлений), 11,9; 10,3 и 8,7 кА.

По минимальным значениям токов при однофазных КЗ на стороне НН определяются коэффициенты чувствительности специальных токовых защит нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне 0,4 кВ (§ 9), а также максимальных токовых защит, установленных на стороне 10 кВ (§ 8). В последнем случае необходимо вычислить значения фазных токов, проходящих по стороне 10 кВ при однофазном КЗ на стороне 0,4 кВ, пользуясь пояснениями к рис. 4 и 5.

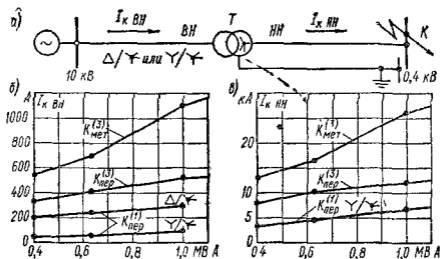


Рис 6 Поясняющая схема (а) и зависимости токов КЗ на стороне ВН (б) и на стороне НН (в) от мощности трансформатора 10/0,4 кВ при КЗ разных видов за трансформаторами со схемами соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  и  $\Upsilon/\Upsilon$  0

Например, для трансформатора мощностью 1 МВ·А со схемой соединения обмоток  $\Upsilon/\Upsilon$  наименьшее значение тока на стороне 10 кВ при однофазном КЗ на стороне НН при учете  $r_{пер} = 15$  мОм и  $x_c = 0,1x_{тр}$  (табл 4) равно  $6600 / (3 \cdot 25) = 88$  А (150 % номинального тока трансформатора, равного 58 А) При этих же условиях минимальное значение тока на стороне 10 кВ трансформатора такой же мощности, но со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  равно  $11900 / (1,73 \cdot 25) = 275$  А (474 % номинального тока трансформатора).

Подводя итоги еще раз отметим, что наименьшие значения токов КЗ имеют место при однофазных КЗ на землю на стороне 0,4 кВ через переходное активное сопротивление 15 мОм, причем при КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Upsilon/\Upsilon$  они значительно меньше, чем при тех же условиях, но за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$ . Сказанное иллюстрируется графиками на рис 6, б для стороны ВН трансформатора и рис 6, в для стороны НН. На рис 6, б значения токов на стороне ВН при однофазном КЗ за трансформатором  $\Upsilon/\Upsilon$  приведены для тех фаз, где они имеют меньшее значение (см. рис 4) Приведенные расчеты подтверждают одно из важных преимуществ трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  перед трансформаторами со схемой  $\Upsilon/\Upsilon$ , а именно значительно большие значения токов при наиболее частых видах КЗ в сетях

0,4 кВ — однофазных КЗ на землю и, как следствие, возможности выполнения более чувствительной защиты от этих видов КЗ. Это является одной из причин, из-за которой Главгосэнергонадзор Минэнерго СССР требует применять трансформаторы со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$ .

Для оценки чувствительности защит трансформатора при КЗ в питаемой сети 0,4 кВ, т. е. в зоне дальнего резервирования, расчеты токов при трехфазных и однофазных КЗ производятся по выражениям, аналогичным (10) и (11), но с добавлением сопротивлений элементов 0,4 кВ [7]. При расчетах токов однофазных КЗ на землю в сетях 0,4 кВ особое внимание следует обращать на схему соединения питающего трансформатора 10 (6)/0,4 кВ, на конструктивное выполнение и сечение жил отходящих линий 0,4 кВ, что определяет их сопротивление, а следовательно, и ток КЗ. В работе [7] приведены расчетные кривые, позволяющие графическим путем определять значения токов при КЗ в сетях 0,4 кВ.

#### **4. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПЛАВКИМИ ПРЕДОХРАНИТЕЛЯМИ**

Трансформаторы 10/0,4 кВ в сельских и городских распределительных электрических сетях мощностью до 0,63 МВ·А включительно, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и весьма часто также плавкими предохранителями на стороне 0,4 кВ. Возможно и такое сочетание, как предохранители на стороне 10 кВ и автоматические выключатели на стороне 0,4 кВ (§ 5). На стороне ВН трансформаторов закрытых подстанций (ЗТП) плавкие предохранители применяются в сочетании с выключателями нагрузки (ВНП) — разъединителями с автоматическим приводом, которые отключаются при срабатывании плавкого предохранителя хотя бы на одной из фаз.

Плавким предохранителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи посредством расплавления специальных токоведущих частей (плавких вставок) под воздействием тока, превышающего определенное зна-

чение, с последующим гашением возникающей электрической дуги.

**Принцип действия и виды плавких предохранителей.** Плавкий предохранитель как защитный аппарат применяется в электрических сетях уже более 100 лет. В основе его работы лежит известный закон Джоуля — Лєвца (1841 г.), согласно которому прохождение электрического тока по проводнику сопровождается выделением теплоты  $Q$  (в джоулях):

$$Q = aI^2Rt, \quad (12)$$

где  $I$  — ток, проходящий по проводнику, А,  $R$  — сопротивление проводника, Ом;  $t$  — время прохождения тока, с;  $a$  — коэффициент пропорциональности

Плавкая вставка предохранителя является участком защищаемой электрической цепи, имеющим меньшее сечение и большее сопротивление  $R$ , чем остальные элементы этой цепи. Поэтому при прохождении по цепи тока КЗ плавкая вставка нагревается сильнее других элементов защищаемой цепи, раньше расплавляется и тем самым спасает электрическую установку от перегрева и разрушения. Но для прекращения прохождения тока КЗ, т. е. отключения электрической установки от питающей электросети, недостаточно расплавления вставки, необходимо еще погасить возникшую в этом месте электрическую дугу. Быстрое гашение дуги является важнейшей задачей плавкого предохранителя. По способу гашения электрической дуги плавкие предохранители, применяемые для защиты трансформаторов, делятся на две основные группы:

предохранители с трубками из газогенерирующего материала (фибры или винипласга), который обильно выделяет газы при высокой температуре горения электрической дуги; возникающие в этот момент высокое давление (в предохранителях типа ПР напряжением до 1000 В) или продольное дутье (в предохранителях ПСИ напряжением выше 1000 В) обеспечивают быстрое гашение электрической дуги;

предохранители с наполнителем (кварцевым песком), в которых электрическая дуга гасится в канале малого диаметра, образованном телом испарившейся плавкой вставки, между крупинками (гравиями) кварцевого песка; такие предохранители обычно называют *кварцевыми*.

На стороне 10 кВ трансформаторов устанавливаются главным образом кварцевые предохранители типа ПК, на стороне 0,4 кВ — также преимущественно кварцевые типа ПН-2. Кварцевые предохранители имеют несколько важных положительных свойств: они обладают токоограничивающей способностью (благодаря очень быстрому гашению электрической дуги ток КЗ не успевает достичь своего максимального амплитудного значения); плавкие вставки защищены от воздействия внешней среды кварцевым песком и герметично закрытой фарфоровой трубкой, благодаря чему они длительное время не стареют и не требуют замены; конструктивное исполнение предохранителей ПК и ПН-2 предусматривает сигнализацию срабатывания, причем контакты сигнального устройства могут давать команду на отключение трехфазного выключателя нагрузки, что предотвращает возможность неполнофазного режима работы трансформатора. При использовании кварцевых предохранителей заводского изготовления с правильно выбранными параметрами, как правило, можно обеспечить селективность между предохранителями на сторонах ВН и НН трансформатора или, по крайней мере, между предохранителями на стороне ВН трансформатора и защитными аппаратами на отходящих линиях НН, т. е. не допускать отключения трансформатора от питающей сети при КЗ на шинах НН или на любой из отходящих линий НН. Выбор параметров предохранителей рассматривается далее.

Положительные свойства кварцевых предохранителей наряду с их небольшой стоимостью и простотой обслуживания (при наличии необходимого запаса предохранителей заводского изготовления) обеспечили массовое применение этих электрических аппаратов для защиты трансформаторов 10 кВ, несмотря на такой важный недостаток плавких предохранителей, как малая чувствительность к токам при перегрузках и удаленных КЗ, особенно однофазных КЗ на землю в сети 0,4 кВ. В последние годы для устранения этого недостатка на стороне 0,4 кВ трансформаторных подстанций КТП 10/0,4 кВ применяют новую защиту типа ЗТИ-0,4, которая с высокой чувствительностью реагирует на все виды КЗ и быстро отключает поврежденную линию 0,4 кВ. Устройство защиты типа

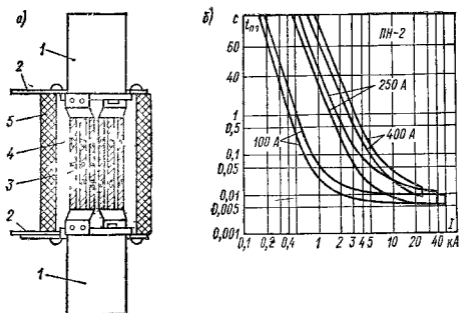


Рис 7. Патрон плавкого предохранителя 0,4 кВ типа ПН-2 (а) и защитные характеристики этого предохранителя (б)

ЗТИ-0,4 выпускает ПО «Энергоавтоматика» Минэнерго СССР.

Нельзя использовать для защиты трансформаторов самодельные плавкие вставки, некондиционный кварцевый песок (с повышенной влажностью, с недопустимо крупными или очень мелкими крупинками — гранулами), незакрытые фарфоровые трубки и т. п., поскольку это вызовет либо излишнее, неселективное отключение трансформатора и погашение всей подстанции при КЗ на одной из отходящих линий 0,4 кВ, либо отказ (несрабатывание) предохранителей 10 кВ при КЗ на стороне ВН трансформатора, что приведет к отключению питающей линии 10 кВ и погашению нескольких подстанций. Следует помнить, что заменяемым элементом предохранителя считается не плавкая вставка, а патрон (один или несколько) с кварцевым песком, плавким элементом (вставкой), указателем срабатывания или ударным устройством, собранный в заводских условиях.

**Устройство и характеристики кварцевых предохранителей типа ПН-2.** На рис. 7, а схематично показан патрон предохранителя типа ПН-2 (в разрезе). Патрон представляет собой квадратную снаружи и круглую внутри фарфоровую трубку 5, заполненную сухим чистым кварцевым песком 4. В трубке разме-

щены элементы плавкой вставки 3, выполненные штамповкой из медной ленты с напаями из олова (ускоряющими расплавление меди при небольших значениях тока КЗ). Плавкая вставка приваривается или припаивается оловом к шайбам контактных ножей 1, которые крепятся винтами к крышкам 2. Для герметизации патрона под крышками устанавливаются асбестовые прокладки. Предохранители ПН-2 имеют высокую механическую прочность и используются в блоке рубильник — предохранитель в качестве коммутационного и защитного аппарата.

Полное обозначение предохранителя состоит из десяти знаков, например ПН-2-100-12-УЗ. Буквы означают, что предохранитель неразборный, цифра 2 — номер серии, 100 — номинальный ток предохранителя (выпускаются предохранители с номинальными токами 100, 250, 400, 600 А); следующие цифры информируют о виде присоединения проводников (1 — переднее, 2 — заднее) и о наличии указателя срабатывания (0 — без указателя, 1 — с указателем, 2 — с указателем и замыкающим контактом, 3 — с указателем и размыкающим контактом); затем указывается климатическое исполнение (У — для умеренного климата, ХЛ — холодного, Т — тропического) и категория размещения оборудования в соответствии с ГОСТ 15150—69, так же как для трансформаторов (§ 1). Номинальные токи предохранителей ПН-2 и их плавких вставок указываются в заводских каталогах. Время-токовые (защитные) характеристики предохранителей типа ПН-2 показаны на рис. 7, б.

**Устройство и характеристики кварцевых предохранителей типа ПК.** На рис. 8, а схематично показан патрон кварцевого предохранителя типа ПК, который состоит из фарфоровой или стеклянной трубки 5, армированной с помощью цемента 3 контактными колпачками 2. В трубке находится плавкая вставка 4, которая состоит из нескольких посеребренных медных проводов, выполненных в виде растянутой спирали и имеющих несколько ступеней разного сечения (разделение вставки на несколько проводов облегчает гашение электрической дуги, возникающей одновременно в нескольких каналах). Трубка заполнена чистым сухим кварцевым песком и герметически закрыта крышками 1. Внутри размещена также нихромовая проволока 6, соединенная с указателем срабатывания 7.



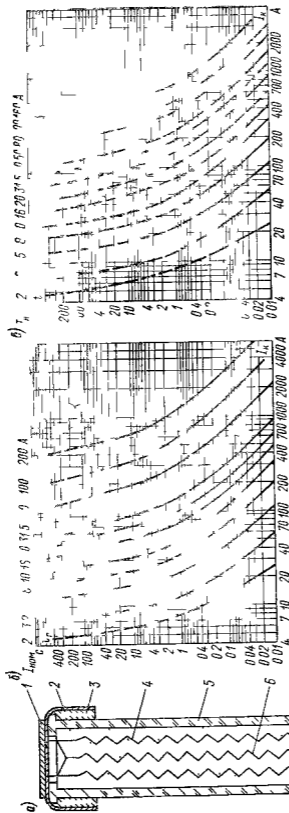


Рис 8 Плавкий предохранитель 10 кВ типа ПКТ (а) и его защитные характеристики кн. б — ПКТ 101 10 31,5 ПКТ 101 10 от 2 до 20 А  $I_{0, ном} = 12,5$  кА и др в — ПКТ 101 10 от 2 до 20 А  $I_{0, ном} = 20$  кА ПКТ 102 10 31,5 и 40 А  $I_{0, ном} = 31,5$  кА ПКТ 103 10 50 31,5, ПКТ 103 10 80 20 ПКТ 104 10 100 31,5, ПКТ 104 10 160 20

Проволока сгорает одновременно с плавкими вставками и освобождает указатель 7 который выталкивается вниз специальной пружиной

Полное обозначение кварцевого токоограничивающего предохранителя для защиты трансформаторов состоит из одиннадцати знаков например ПКТ 102 10-40 31 5 УЗ буквы обозначают что предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов (и линии) цифра 1 — наличие ударного устройства легкого типа (0 — отсутствие такого устройства) следующие две цифры характеризуют конструктивные особенности и габаритные размеры например если третья цифра 1 или 2 то предохранитель состоит из одного патрона (на каждой фазе) если 3 — то состоит из двух жестко связанных между собой патронов если 4 — из четырех попарно жестко связанных патронов Через дефис далее указывается номинальное напряжение в киловольтах (10 кВ) затем номинальный ток предохранителя равный номинальному току плавкой вставки (40 А) и номинальный ток отключения ( $I_{ном\ 0} = 31,5$  А для данного примера), а также климатическое исполнение и категория размещения (так же как для силовых трансформаторов, буква У обозначает что аппарат предназначен для умеренного климата а цифра 3 — для закрытых помещений с естественной вентиляцией) Предохранители ПКТ 101 изготавливаются для умеренного климата также категории 1 т е для работы на открытом воздухе остальные — только для закрытых помещений с естественной вентиляцией Основные технические данные предохранителей ПКТ приведены в каталоге «Электротехника СССР» 02 50 02 82 (1983 г) На рис 8 б и в показаны времятоковые характеристики предохранителей типа ПКТ для класса напряжения 10 кВ из этого каталога Ток соответствующий началу сплошной части времятоковой характеристики называется минимальным током отключения Это означает что при токах КЗ меньших чем минимальный ток отключения завод изготовитель не гарантирует гашение электрической дуги возникшей после расплавления плавких вставок предохранителя Однако это не является большим недостатком если на питающей линии 10 кВ имеется устройство АПВ За время бестоковой паузы наступившей после отключения питающей линии и до момента ее повтор-

ного включения, электрическая дуга в предохранителях погаснет, трансформатор отключится от питающей линии и ее АПВ будет успешным

Наряду с отечественными кварцевыми предохранителями типа ПКТ для защиты трансформаторов 10 кВ могут использоваться предохранители зарубежных фирм, например типа НН югославского предприятия «Механика» (изготавливаются по лицензии ФРГ), типа NS серии 3 30 предприятия «Трансформаторенверк» имени Карла Либкнехта в ГДР и др. Характеристики некоторых из них приведены в работе [8]

**Выбор плавких предохранителей для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ.** Выбор номинальных напряжений в этой книге уже сделан на стороне ВН — 10 кВ, на стороне НН — 0,4 кВ. Необходимо выбрать значения номинального тока отключения  $I_{ном о}$  и номинального тока предохранителя. Для предохранителей типа ПКТ номинальный ток предохранителя равен номинальному току заменяемого элемента и в том числе плавкой вставки. При необходимости после выбора этих номинальных токов производится проверка селективности работы защитных аппаратов, последовательно включенных в защищаемой электрической сети

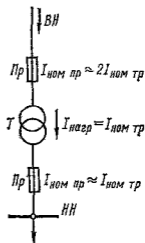
Выбор предохранителей по номинальному току отключения производится по выражению

$$I_{ном о} > I_{к max}, \quad (13)$$

где  $I_{к max}$  — максимальное значение тока при КЗ в месте установки предохранителя (§ 2)

Предохранители ПКТ 10 выпускаются с номинальными токами отключения от 12,5 до 31,5 кА, что, как правило, позволяет выполнить условие (13). Например, трансформатор 10/0,4 кВ, защищаемый предохранителями типа ПКТ 103 10 80 20УЗ, по этому условию может быть практически всегда включен вблизи питающей подстанции с трансформатором 110/10 кВ мощностью до 40 МВ А включительно ( $I_{к max} \leq \leq 20$  кА). Предохранители типа ПН 2 рассчитаны на отклонение токов КЗ не более 25 кА при напряжении 0,4 кВ. Максимальное значение тока при трехфазном КЗ за наиболее мощным трансформатором 10/0,4 кВ, который еще, как правило, защищается плавкими предохранителями, т. е. мощностью 0,63 МВ А, равно 16,5 кА (см табл. 2), что меньше, чем 25 кА.

Рис 9 Рекомендуемые значения номинальных токов плавких предохранителей на сторонах ВН и НН понижающего трансформатора 10/0,4 кВ при его работе с номинальной нагрузкой



Номинальный ток предохранителей (плавких вставок) типа ПКТ и ПН 2 выбирается из условий несрабатывания при допустимых перегрузках трансформатора и при работе трансформатора в режиме холостого хода (отстройка от бросков тока намагничивания, которые в течение небольшого промежутка времени могут в несколько раз превосходить номинальный ток трансформатора), а также из условия селективности по отношению к другим защитным аппаратам и их между собой и из условия обеспечения необходимой чувствительности к токам КЗ в основной зоне и в зонах дальнего резервирования. На основании многолетнего опыта обслуживания электроустановок директивные материалы Минэнерго СССР рекомендуют выбирать номинальные токи предохранителей (плавких вставок) следующими (рис 9)

$$I_{\text{ном}} \approx 2I_{\text{ном тр ВН}} \quad (14)$$

— на стороне ВН,

$$I_{\text{ном}} \approx I_{\text{ном тр НН}} \quad (15)$$

— на стороне НН, при условии, что трансформатор работает без длительных перегрузок. В этих случаях предохранители на стороне НН защищают трансформатор от перегрузок и резервируют защитные аппараты отходящих линий НН при КЗ в сети этого напряжения. Предохранители на стороне ВН защищают трансформатор только от КЗ на его выводах ВН и частично — от внутренних повреждений. Рекомендуемые значения номинальных токов плавких предохранителей (и их заменяемых элементов) для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ приведены в табл. 5. При выбранных по этой таблице номинальных токах обеспечиваются все условия выбора плавких предохранителей в том числе и селективность между предохранителями ПКТ 10 и ПН-2 при КЗ на шинах 0,4 кВ.

Таблица 5 Рекомендуемые значения номинальных токов плавких предохранителей (и их замняемых элементов) для защиты трехфазных силовых трансформаторов 10/0,4 кВ

Мощность защищаемого трансформатора МВ А	Номинальный ток А					
	трансформатора на стороне		предохранителя на стороне			
	0,4 кВ	10 кВ	0,4 кВ	10 кВ		
1				2	3	
0,063	91	364	100	10	10	6
0,10	145	580	160	16	16	10
0,16	231	925	250	20	20	15
0,25	360	14,40	400	40 (31,5)	30	20
0,40	580	23,10	630	50	50	30
0,63	910	36,40	1000	80	75	40

Примечание 1 — предохранитель типа ПКТ (СССР), 2 — типа НН (СФРЮ, предприятие «Механика» — по лицензии ФРГ) 3 — типа НС (ГДР, предприятие «Трансформаторенверк» имени Карла Либкнехта — по рекомендациям предприятий изготовителей)

Обеспечивается селективность и при установке вместо предохранителей ПН 2 автоматических выключателей работающих без замедления. При других сочетаниях защитных аппаратов требуется специальная проверка селективности (см. далее).

Для трансформаторов, длительно работающих с допустимыми перегрузками (до 1,8 номинального тока трансформатора согласно табл. 1), номинальные токи плавких предохранителей (и плавких вставок) на стороне 0,4 кВ должны выбираться по рекомендациям табл. 6 в зависимости от действительных перегрузок защищаемого трансформатора. При этом на стороне 10 кВ этих трансформаторов не следует увеличивать номинальный ток предохранителя ПКТ, поскольку это ухудшает защиту трансформаторов при внутренних повреждениях и утяжеляет условия обеспечения селективности между защитой питающей линии 10 кВ и предохранителями на стороне 10 кВ относительно мощных трансформаторов [8, 9]. При выборе номинальных токов для предохранителей 10 кВ по табл. 5, а для предохранителей 0,4 кВ — по табл. 6 их селективная работа при КЗ на шинах 0,4 кВ не обеспечивается. С этим приходится мириться, но обязательно следует проверить и обеспечить селективность дей-

**Таблица 6** Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок предохранителей типа ПН 2 для защиты на стороне 0,4 кВ трансформаторов 10/0,4 кВ, для которых допускается длительная перегрузка до 180 % номинальной мощности в соответствии с табл 1 [5]

Мощность защищаемого трансформатора МВ А	Номинальный ток А на стороне 0,4 кВ	
	трансформатора	плавкой вставки предохранителя ПН 2
0,063	91	125 (160)
0 10	145	200 (250)
0 16	231	315 (400)
0 25	360	500 (600)
0 40	580	800
0 63	910	—

ствия предохранителей 10 кВ трансформатора и предохранителей или автоматических выключателей на наиболее мощных отходящих линиях 0,4 кВ

**Проверка селективности.** Селективность между предохранителями на сторонах 10 и 0,4 кВ трансформатора (или на отходящих линиях 0,4 кВ) обеспечивается, если время плавления предохранителя 10 кВ  $t_{пл 10}$  при всех реально возможных токах КЗ оказывается больше времени плавления предохранителя 0,4 кВ  $t_{пл 0,4}$ .

$$t_{пл 10} / t_{пл 0,4} \geq k_{зап} \quad (16)$$

где

$$k_{зап} = k_n \Delta t_{пл 10} \Delta t_{пл 0,4} \quad (17)$$

— коэффициент запаса, учитывающий разбросы по времени времятоковых характеристик различных типов предохранителей,  $k_n \approx 1,5$  — коэффициент надежности,  $\Delta t_{пл 10}$  и  $\Delta t_{пл 0,4}$  — разбросы по времени времятоковых характеристик предохранителей, установленных на сторонах 10 и 0,4 кВ. Для отечественных плавких предохранителей стандарт регламентирует разброс по току не более 20 %. Разброс по времени при токах КЗ, соответствующих времени плавления вставки более 1 с, достигает 40 %, но при увеличении тока КЗ разброс по времени уменьшается. Таким образом, для этих предохранителей значение коэффициента запаса по выражению (17) соответствует  $k_{зап} = 1,5 \cdot 1,4 \cdot 1,4 = 3$ . Если согласование времятоковых характеристик производится при значительных

кратностях тока КЗ по отношению к номинальному току предохранителя, допускается принимать  $k_{зап} = 2,5$ , так как  $\Delta t_{пл10}$  при кратности тока, например, равной 10, составляет не 40, а 25 %. При установке на стороне 10 кВ плавких предохранителей типа HS (ГДР) следует учитывать, что разброс по времени у этих предохранителей составляет 50 % (по данным предприятия-изготовителя).

Время плавления  $t_{пл10}$  и  $t_{пл0,4}$  в выражении (16) определяется по типовым времятоковым характеристикам (рис. 7, б и 8, б, в).

Если условие (16) не выполняется, то при КЗ на шинах 0,4 кВ предохранители 10 кВ могут сработать раньше, чем предохранители 0,4 кВ этого же трансформатора, но при этом дополнительных отключений потребителей не произойдет. Тогда обязательно должна быть обеспечена селективность предохранителей 10 кВ трансформатора и защитных аппаратов, установленных на отходящих линиях 0,4 кВ, для того чтобы при КЗ на любой из линий она отключалась быстрее, чем смогут сработать предохранители на стороне 10 кВ трансформатора и прекратить питание всех потребителей этой подстанции.

Проверка селективности между предохранителями на стороне 10 кВ и селективными автоматическими выключателями на стороне 0,4 кВ производится путем сравнения времятоковых защитных характеристик этих аппаратов (§ 5)

**Селективность работы предохранителей на стороне 10 кВ трансформатора и защиты питающей линии.** Это условие желательно обеспечить во всем возможном диапазоне токов КЗ, в том числе и при малых токах КЗ внутри трансформатора. Однако это практически невозможно, так как при малых кратностях тока КЗ по отношению к номинальному току предохранителя его плавкая вставка расплавляется медленно. Например, при кратности 4 время плавления ПКТ составляет не менее 2 с, а при кратности 3 — более 10 с. Разумеется, невозможно установить такие большие уставки по времени на защитах линий 10 кВ. Поэтому допускается обеспечивать селективность между защитой питающей линии 10 кВ и плавкими предохранителями 10 кВ на подключенных к этой линии трансформаторах только при токах, соответствующих двухфазному КЗ на выводах 10 кВ каж-

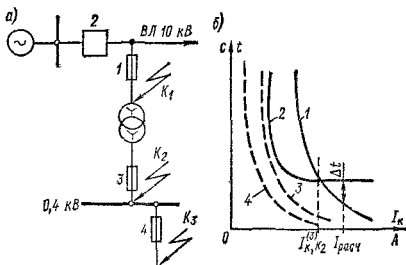


Рис 10. Согласование времятоковых характеристик максимальной токовой защиты (2) и плавких предохранителей ВН (1) при КЗ на выводах ВН трансформатора (точка  $K_1$ ) или плавких предохранителей НН (3 и 4) при КЗ за трансформатором (точки  $K_2$  и  $K_3$ ): а — поясняющая схема сети, б — карта селективности

дого из трансформаторов [9]. Ток двухфазного КЗ на выводах 10 кВ трансформатора (в первую очередь — наиболее мощного из всех, подключенных к защищаемой линии) определяется в минимальном режиме питающей энергосистемы (точка  $K_1$  на рис 10, а). За расчетное принимается значение этого тока, уменьшенное на 20 %, поскольку стандарт допускает 20 %-ный разброс по току времятоковых характеристик отечественных предохранителей выше 1000 В. Таким образом, расчетный ток определяется по выражению

$$I_{расч} = 0,86 I_{к, \min K_1}^{(3)}, \quad (18)$$

где  $I_{к, \min K_1}^{(3)}$  — минимальное значение тока в защищаемой линии 10 кВ (ВЛ 10 кВ на рис. 10, а) при трехфазном КЗ в месте установки предохранителя 10 кВ (1 на рис. 10, а), т. е. в точке  $K_1$ .

Времятоковые характеристики предохранителя 1 и релейной защиты питающей линии 2 (рис. 10, б) должны быть подобраны таким образом, чтобы при токе  $I_{расч}$ , выбранном по выражению (18), время  $t_{откл}$  срабатывания предохранителя 1 было бы меньше времени срабатывания защиты линии 2:

$$t_{откл} + \Delta t \leq t_{с. з.}, \quad (19)$$



где  $t_{откл} = t_{пл} + t_{гор}$  — сумма времени плавления плавкой вставки предохранителя (определяется по времятоковым характеристикам, например, на рис 8, б, в) и времени горения электрической дуги до момента ее гашения в патроне предохранителя ПК. Зависимость времени горения дуги от кратности тока для предохранителей ПК приведена в работе [9]. Однако на линиях 10 кВ, оборудованных, как правило, устройством АПВ, разрешается не учитывать время горения электрической дуги в патроне предохранителя, поскольку дуга погаснет во время бестоковой паузы после отключения линии. Степень селективности  $\Delta t$  в выражении (19) принимается равной примерно 0,5 с.

При токах КЗ, меньших, чем  $I_{расч}$  по выражению (18), селективность между защитой линии 2 и предохранителем 1 ухудшается и может вообще отсутствовать. Например, при КЗ за трансформатором (точка  $K_2$  на рис 10, а) время срабатывания защиты 2 и предохранителя 1 примерно одинаково (рис 10, б), а при еще меньших значениях тока защита линии 2 может иметь меньшее время срабатывания, чем предохранитель 1, и работать неселективно. Для уменьшения числа неселективных действий защиты питающей линии 10 кВ при повреждениях за трансформатором рекомендуется согласовать времятоковую характеристику ее защиты 2 с времятоковой характеристикой 3 плавких предохранителей на стороне 0,4 кВ этого же трансформатора или, по крайней мере, с времятоковой характеристикой 4 предохранителей наиболее мощной отходящей линии 0,4 кВ (штриховые характеристики 3 и 4 на рис 10, б).

## **5. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ НА СТОРОНЕ 0,4 кВ АВТОМАТИЧЕСКИМИ ВОЗДУШНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ**

Назначение и основные элементы автоматических воздушных выключателей (автоматов). Автоматические воздушные выключатели предназначены для автоматического отключения электрических цепей до 1000 В при токах КЗ и перегрузках, а также для от-

ключения и включения токов нагрузки оперативным персоналом. Кроме того, эти аппараты широко используются для выполнения устройства автоматического включения резерва — АВР на двухтрансформаторных подстанциях и на распределительных щитах с двумя вводами, где схема АВР дает команду на отключение рабочего и включение секционного или другого резервного автоматического выключателя, нормально находящегося в отключенном положении.

В каждом автоматическом выключателе предусматривается один или несколько так называемых расцепителей — устройств, воздействующих на его отключение или включение. По принципу действия, способу выявления аварийной ситуации и назначению различают расцепители электромагнитные, тепловые, полупроводниковые, минимального напряжения, независимые и др.

*Электромагнитные расцепители* используются для отключения автомата при КЗ и представляют собой максимальные токовые электромагнитные первичные реле прямого действия, которые включаются в каждую из трех фаз защищаемого элемента. Электромагнитные расцепители могут осуществлять мгновенное отключение автомата (его тогда называют неселективным) или действовать на встроенный орган выдержки времени, который создает замедление в отключении автомата на 0,25, или 0,4, или 0,6 с, такие автоматы называются селективными и используются в электроустановках до 1000 В, где последовательно может быть включено несколько участков, защищаемых автоматическими выключателями. Таким образом, время срабатывания самого электромагнитного расцепителя не зависит от тока и по аналогии с мгновенно действующей релейной защитой электромагнитный расцепитель называют также отсечкой. Основным назначением отсечки является отключение междуфазных КЗ, но в ответственных электроустановках стремятся обеспечить быстрое отключение также и однофазных КЗ на землю, что может достигаться путем увеличения токов при этом виде КЗ (например, установкой трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  или  $\Upsilon/\Upsilon$ , см. § 3), а также использованием специальных расцепителей или реле в нулевом проводе, которые могут быть настроены на значи-

тельно меньшие токи срабатывания, чем электромагнитные расцепители.

На трансформаторах с выключателями на стороне 10 кВ, где все устройства релейной защиты могут воздействовать на отключение также и автоматического выключателя 0,4 кВ (§ 8, рис. 19), электромагнитные расцепители не используются, а автомат отключается с помощью независимого расцепителя (электромагнита отключения)

*Независимый расцепитель* предназначается главным образом для дистанционного отключения автомата. Катушка этого расцепителя рассчитана на номинальное напряжение переменного или постоянного оперативного тока, принятого на защищаемой подстанции. Независимый расцепитель используется на подстанциях, где со стороны 10 кВ трансформатор защищается плавкими предохранителями (рис. 11, а), для отключения автоматического выключателя 0,4 кВ от дополнительных устройств релейной защиты: газовой ГЗ (если имеется газовое реле, § 10) и специальной токовой защиты нулевой последовательности СТЗНП на стороне 0,4 кВ (§ 9).

Независимые расцепители используются и при выполнении на двухтрансформаторной подстанции устройства АВР (рис. 11, б), которое при длительном исчезновении напряжения на источнике А (или Б) отключает автоматический выключатель АВ<sub>1</sub> (или АВ<sub>2</sub>) и затем включает секционный автомат АВС.

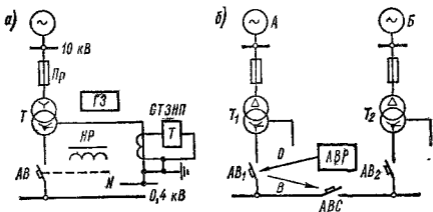


Рис. 11. Схемы трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, на которых используются автоматические воздушные выключатели (автоматы) АВ с независимым расцепителем НР. а — однотрансформаторная, б — двухтрансформаторная подстанция с устройством автоматического включения резерва АВР на секционном автомате АВС

В автоматических выключателях могут устанавливаться также тепловые или полупроводниковые расцепители, имеющие обратную зависимость от тока характеристику выдержки времени и предназначенные для защиты электрооборудования от токов перегрузки и удаленных КЗ.

*Тепловой расцепитель* представляет собой биметаллическую пластину, т. е. пластину из двух металлов с разными температурными коэффициентами расширения. При нагревании такая пластина изгибается и своим свободным (незакрепленным) концом воздействует на механизм свободного расцепления автоматического выключателя, вызывая его отключение. Зависимость времени срабатывания теплового расцепителя от проходящего через защищаемую цепь электрического тока имеет примерно такой же вид, что и времятоковые характеристики плавких предохранителей (рис. 7, б и 8, б, в). Тепловой расцепитель рассчитан на прохождение тока, равного его номинальному току  $I_{ном.т}$  в течение сколько угодно большого времени. Расцепитель срабатывает, если ток в защищаемой цепи превышает его номинальное значение на 20—35 %, но при этом время срабатывания очень велико (минуты), что и является первым принципиальным недостатком теплового расцепителя. Другим недостатком является большое влияние изменения температуры окружающей среды на точность работы теплового расцепителя по току и по времени. Из-за этих недостатков тепловые расцепители, как правило, не используются совместно с электромагнитными. Такие расцепители называются *комбинированными*. В современных выключателях (серия А-3700, ВА) устанавливаются регулируемые *полупроводниковые комбинированные расцепители*, которые имеют обратную зависимость от тока времятоковую характеристику для защиты от перегрузки и быстродействующую защиту (отсечку) от токов КЗ, причем для быстрого и надежного отключения однофазных КЗ в выключателе серии ВА имеется специальный блок, реагирующий на ток в нулевом проводе и настраиваемый на номинальный ток расцепителя, т. е. значительно более чувствительный, чем фазные расцепители.

Условные обозначения автоматических выключателей начинаются с букв А (автомат) или ВА (выключатель автоматический). Далее ряд букв и цифр

сообщают о его конструктивном исполнении. Например, оуква С показывает, что выключатель селективен (имеется регулируемая выдержка времени).

**Выбор автоматических выключателей.** Как коммутационный аппарат, предназначенный для отключения токов КЗ автоматический выключатель выбирается по максимальному значению тока КЗ в месте его установки, т. е. при металлическом трехфазном КЗ. В связи с малой вероятностью металлических КЗ (§ 8) при выборе автоматов отходящих линий 0,4 кВ в ряде случаев учитывается меньшее значение тока КЗ через переходное сопротивление до 15 мОм. Но для вводных и секционных автоматических выключателей трансформаторных подстанций (рис 11) такое допущение не принимается, и их коммутационная способность, электродинамическая и термическая стойкость должны соответствовать максимальному току КЗ. Как защитный аппарат автоматический выключатель не должен срабатывать при номинальных токах и допустимых перегрузках, должен селективно и с достаточной чувствительностью отключать все виды КЗ, причем с минимальным временем. При недопустимых перегрузках защищаемого элемента автомат должен отключаться раньше, чем произойдет повреждение защищаемого элемента.

Условия и примеры выбора автоматических выключателей до 1000 В рассмотрены в работе [7]. На стандартных подстанциях 10/0,4 кВ с трансформаторами мощностью 0,25, 0,4 и 0,63 МВ·А где автоматические выключатели используются как коммутационные и защитные аппараты применяются следующие типы автоматов. На одиотрансформаторных подстанциях на вводе 0,4 кВ могут устанавливаться автоматы серии А 3100 или А 3700 (автоматы серии А 3100 сейчас не выпускаются) с комбинированными расцепителями. Электромагнитные расцепители срабатывают с временем около 0,1 с. На двухтрансформаторных подстанциях (рис 11, б) на вводах трансформаторов и на секционном выключателе АВС устанавливаются селективные автоматы серии АВМ, «Электрон» или ВА.

Номинальный ток автоматического выключателя выбирается по номинальному току защищаемого трансформатора с учетом его допустимой длительной перегрузки при отключении одного из двух трансфор-

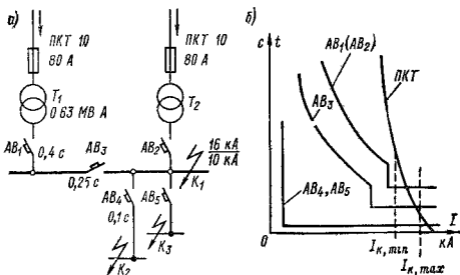


Рис 12 Схема двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ (а) и карта селективности (б) с времятоковыми характеристиками плавких предохранителей ВН типа ПКТ 10 и автоматических выключателей 0,4 кВ ( $AB_1 - AB_5$ )

маторов и включении секционного автомата. Например, на типовом подстанции с двумя трансформаторами мощностью 0,25 МВ А каждый ( $2 \times 250$  кВ А) могут быть установлены автоматические выключатели типа АВМ 10С с номинальным током 600 А (при номинальном токе трансформатора 360 А). На подстанции мощностью  $2 \times 400$  кВ А — АВМ 10С с номинальным током 800 А (при номинальном токе трансформатора 580 А). На подстанции мощностью  $2 \times 630$  кВ А — АВМ 15С с номинальным током 1200 или 1500 А (при номинальном токе трансформатора 910 А). Номинальные токи теплового расцепителя (защита от перегрузки) имеют значения, примерно равные номинальному току автомата. Кратность тока срабатывания независимого расцепителя (электромагнитного), осуществляющего защиту трансформатора от КЗ выбирается из условия несрабатывания автомата при токах самозапуска нагрузки не меньших чем 7—10 от номинального тока теплового расцепителя.

Электромагнитный или ему подобный полупроводниковый независимый расцепитель должен надежно, с достаточной чувствительностью реагировать на все виды КЗ на шинах основного щита 0,4 кВ подстанции (точка  $K_1$  на рис 12, а), а также на вторичных сборках с целью дальнего резервирования КЗ (точки

$K_2$  и  $K_3$ ). Кратность тока КЗ (или коэффициент чувствительности) должна быть обеспечена примерно равной 1,5 — при междуфазных КЗ в основной зоне, не менее 1,3 — при однофазных КЗ на землю в основной зоне и около 1,2 — в зоне резервирования при всех видах КЗ.

При наличии в автомате дополнительно к электромагнитному расцепителю встроенной защиты от перегрузки (тепловой расцепитель) ее необходимая чувствительность к однофазным КЗ на землю определяется кратностью, превышающей 3 по отношению к току срабатывания [1]. Но при таких кратностях тока время действия защиты от перегрузки составляет несколько секунд и даже десятков секунд, что может привести к опасным последствиям. Именно поэтому защита от перегрузки не может считаться эффективной защитой от КЗ.

Электромагнитный расцепитель (отсечка) в автоматических выключателях серий АВМ, «Электрон», ВА и им подобных воздействует на встроенный элемент выдержки времени. Селективность действия автоматических выключателей при больших значениях токов КЗ достигается выбором разных выдержек времени (уставок) у отсечек последовательно включенных автоматов. Например, у автоматических выключателей  $AB_1$  и  $AB_2$ , установленных на вводах трансформаторов  $T_1$  и  $T_2$  (рис. 12, а), выдержка времени (уставка) принята равной 0,4 с, у секционного автомата  $AB_3$  — 0,25 с, у автоматов  $AB_4$  и  $AB_5$  — 0,1 с. Однако при максимальном значении тока металлического трехфазного КЗ на шинах главного щита (точка  $K_1$ , 16 кА) предохранители ПКТ-10 с номинальным током 80 А (табл. 5) могут сработать неселективно с временем около 0,2 с, т. е. быстрее, чем отсечки у вводного и секционного автоматических выключателей. Но, как уже отмечалось, металлические КЗ в электроустановках напряжением 0,4 кВ происходят крайне редко, так как даже при оставленных ошибочно перемычках (закоротках) между фазами электродинамические силы, пропорциональные квадрату значения тока КЗ, раздвигают, разрывают эти металлические перемычки (закоротки) и КЗ переходит в дуговое, при котором значение тока КЗ ограничивается сопротивлением электрической дуги (§ 3). При токе КЗ, рассчитанном для той же точки  $K_1$  с учетом со-

противления электрической дуги 15 мОм и с учетом сопротивления питающей энергосистемы ( $x_c = 0,1x_{тр}$  по табл. 4) и равном 10 кА, время срабатывания тех же предохранителей ПКТ-10 составляет около 1 с, что обеспечивает селективность между всеми защитными аппаратами (рис. 12, б).

## 6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

**Типы устройств релейной защиты трансформаторов.** Для защиты понижающих трансформаторов мощностью 1 МВ·А и более от повреждений и ненормальных режимов (§ 2) предусматриваются следующие основные типы релейной защиты [1, 3, 10].

1. Продольная дифференциальная защита — от КЗ всех видов в обмотках и на их выводах; применяется на трансформаторах начиная с мощности 6,3 МВ·А, но может устанавливаться и на трансформаторах меньшей мощности (но не менее 1 МВ·А).

2. Токовая отсечка без выдержки времени — от КЗ всех видов на выводах трансформатора со стороны питания; применяется на трансформаторах, не оборудованных продольной дифференциальной защитой.

3. Газовая защита — от всех видов повреждений внутри бака (кожуха) трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также от понижения уровня масла в баке; в соответствии с ГОСТ 11677—85 газовое реле устанавливается на всех масляных трансформаторах с расширителем начиная с мощности 1 МВ·А, в связи с чем для таких трансформаторов должны быть выполнены и электрические цепи газовой защиты. Для сухих трансформаторов выполняется манометрическая защита (§ 2).

4. Максимальная токовая защита со стороны питания — от КЗ всех видов на выводах и внутри трансформатора, а также от внешних КЗ, т. е. поврежденных на шинах цита НН и на отходящих линиях НН (на случай отказа их собственных защитных и коммутационных аппаратов).

5. Специальная токовая защита нулевой последовательности — от КЗ на землю в сети НН, работающей с глухозаземленной нейтралью.



6 Специальная резервная максимальная токовая защита — от междуфазных КЗ в сети НН (при недостаточной чувствительности к КЗ в зонах дальнего резервирования максимальной токовой защиты по п 4)

7 Максимальная токовая защита в одной фазе — от сверхтоков обусловленных перегрузкой, устанавливается на трансформаторах начиная с мощности 0,4 МВ А, у которых возможно возникновение перегрузки после отключения параллельно работающего трансформатора или подключения дополнительной нагрузки в результате действия сетевого или местного устройства АВР

8 Защита (сигнализация) от однофазных замыканий на землю в обмотке или на выводах трансформатора, а также на питающей линии 10 кВ

Основные защиты — дифференциальная газовая, токовые максимальные защиты и в том числе отсечка, действуют на отключение трансформатора как со стороны высшего напряжения (выключателем), так и со стороны низшего напряжения (автоматом) Защита от перегрузки может действовать на сигнал, на разгрузку, а в некоторых случаях на необслуживаемых подстанциях — на отключение трансформатора На рис 13 показаны обмотки токовых реле всех перечисленных защит, кроме дифференциальной, а также условно — газовая защита 3 и цепи сигнализации однофазных замыканий на землю в сети 10 кВ Дифференциальная защита рассматривается в § 11 Как видно из рис 13, на понижающих трансформаторах устанавливается несколько типов защит, дополняющих и резервирующих друг друга Такое резервирование называется *близким* Наряду с ним защита понижающих трансформаторов должна осуществлять дальнее резервирование, т е с достаточной чувствительностью действовать при всех видах КЗ на элементах сети НН при отказе их собственных защит или коммутационных аппаратов Несмотря на то, что «Правила» [1] в некоторых случаях разрешают не резервировать удаленные КЗ, в последние годы многие проектные и эксплуатационные организации стремятся к достижению полноценного дальнего резервирования Еще более сложным оказывается выполнение дальнего резервирования защитами питающих линий 10 кВ неотключившихся КЗ за трансформато-

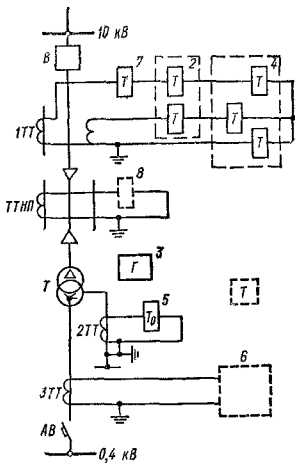


Рис 13 Типы и реле защит трансформаторов 10/0,4 кВ (обозначения приведены в тексте)

рами 10 кВ, особенно небольшой мощности, а следовательно, с большим сопротивлением. Очень многие трансформаторы 10 кВ не обеспечены дальним резервированием и поэтому особенно важно обеспечить надежное функционирование их собственных защитных и коммутационных аппаратов и их взаимное резервирование.

**Функциональные схемы релейной защиты трансформаторов 10 кВ** Релейная защита трансформаторов может выполняться с помощью вторичных реле прямого или косвенного действия. Вторичными называются реле, включенные через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Реле прямого действия выполняют функции измерительного органа тока (напряжения) и одновременно — электромагнита отключения выключателя (ЭО). В нашей стране выпускаются вторичные токовые реле

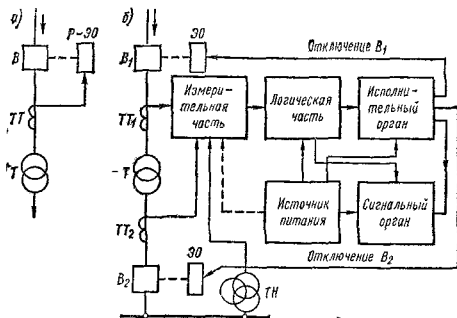


Рис 14. Функциональные схемы релейной защиты понижающего трансформатора с реле прямого (а) и косвенного (б) действия

прямого действия мгновенные (РТМ) и с выдержкой времени (РТВ). Они используются для защиты понижающих трансформаторов с высшим напряжением 6 и 10 кВ, имеющих на стороне ВН выключатель В некоторых случаях с помощью реле прямого действия осуществляется защита трансформаторов 35 кВ, также при наличии выключателя на стороне ВН.

Токовые реле прямого действия используются для выполнения токовой отсечки и максимальной токовой защиты (без пускового органа напряжения) на трансформаторах мощностью, как правило, не более 1,6 МВ·А. Это объясняется тем, что реле прямого действия менее точные, чем реле косвенного действия, имеют меньший коэффициент возврата  $n$ , следовательно, защита с реле прямого действия получается менее чувствительной (§ 8). Функциональная схема защиты с реле прямого действия очень проста (рис 14, а).

Для защиты более мощных трансформаторов 10/0,4 кВ, 10/6 кВ, 10/10 кВ (§ 1) используются реле косвенного действия. Релейная защита на этих реле имеет значительно более сложную функциональную схему (рис. 14, б). Измерительная часть защиты состоит из измерительных органов (реле), которые не-

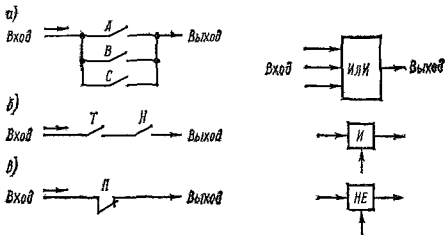


Рис. 15. Примеры выполнения логических операций с помощью контактных схем и условные обозначения операций

прерывно получают информацию о состоянии защищаемого объекта от трансформаторов тока  $ТТ$  и трансформаторов напряжения  $ТН$ . Когда измеряемая величина (ток, напряжение) достигнет заранее заданного значения, называемого параметром срабатывания или *уставкой*, измерительный орган срабатывает и подает сигнал на логическую часть защиты.

Логическая часть релейной защиты предназначена для выполнения логических операций — сложения, умножения, отрицания и задержки

Логическая операция *сложения* осуществляется элементом «ИЛИ» и соответствует параллельному соединению замыкающих контактов двух или трех реле (рис 15, а). Эта операция осуществляется, например, в схемах максимальных и дифференциальных токовых защит трансформаторов, в которых для отключения трансформатора достаточно срабатывания лишь одного из токовых реле:  $A$ , или  $B$ , или  $C$

Логическая операция *умножения* осуществляется логическим элементом «И» и соответствует последовательному соединению замыкающих контактов (рис 15, б) Такая операция используется, например, в схеме максимальной токовой защиты  $T$  с пусковым органом напряжения  $H$  Для отключения трансформатора необходимо одновременное срабатывание и токового органа  $T$ , и органа напряжения  $H$ .

Логическая операция *отрицания* «НЕ» выполняется в тех случаях, когда необходимо запретить дейст-

вие какого-либо одного устройства при срабатывании другого. Например, запретить автоматическое повторное включение (АПВ) трансформатора при срабатывании защит от внутренних повреждений — газовой и дифференциальной. Эта операция осуществляется с помощью промежуточного реле *П*, размыкающий контакт которого включается в выходную цепь запрещаемого устройства защиты или автоматики (рис. 15, в).

Логические операции *задержки* выполняются в основном с помощью различных органов (реле) времени, а при небольших задержках — с помощью специальных промежуточных реле.

Логическая часть действует на отключение выключателей через исполнительный орган защиты, в задачу которого входит усиление и размножение командных сигналов. Исполнительный орган состоит из промежуточных реле, контакты которых рассчитаны на относительно большие токи, потребляемые ЭО выключателей. Исполнительный орган действует таким образом, чтобы отключить поврежденный трансформатор со всех сторон (рис. 14, б).

Сигнальный орган защиты предназначен для фиксирования и сигнализации срабатывания отдельных элементов и всей защиты в целом. По сигналам этого органа дежурный персонал узнает о повреждениях и ненормальных режимах на подстанции, а персонал службы релейной защиты анализирует действия защитных устройств.

Логическая часть, исполнительный и сигнальный органы защиты, а также электромагниты управления коммутационных аппаратов должны иметь источник питания, который бы обеспечивал их *оперативным током*. Для измерительной части, выполненной на полупроводниковых элементах, также требуется источник питания (штриховая линия на рис. 14, б).

**Оперативный ток.** Оперативным называется ток, обеспечивающий работу логической (иногда и измерительной) части релейной защиты, ее исполнительного и сигнального органов, а также электромагнитов управления коммутационных аппаратов (рис. 14, б). Очевидно, что надежное функционирование устройства релейной защиты в целом во многом определяется надежностью источников питания и схемы оперативного тока,

Источники оперативного тока должны всегда, в любых аварийных режимах обеспечивать такие значения напряжения и мощности, которые гарантируют надежное действие релейной защиты и электромагнитов управления коммутационных аппаратов.

На подстанциях распределительных сетей могут применяться следующие виды оперативного тока и их источники:

постоянный — аккумуляторные батареи;  
переменный — измерительные трансформаторы тока ТТ и трансформаторы напряжения ТН, а также трансформаторы собственных нужд ТСН;

выпрямленный — блоки питания (токовые называются БПТ, напряжения — БПН, БПНС) и другие выпрямительные устройства;

ток разряда конденсаторов — предварительно заряженные конденсаторы, собранные в блоки (БК), которые устанавливаются совместно с блоками для заряда конденсаторов (УЗ, БПЗ).

Из всех перечисленных источников оперативного тока самым надежным является аккумуляторная батарея. Это автономный источник, обеспечивающий работу устройств защиты, автоматики и управления даже при полном отключении подстанции от питающей электрической сети. К сожалению, промышленность не выпускает достаточно надежных, дешевых и простых в обслуживании аккумуляторных батарей для подстанций распределительных сетей. Аккумуляторные батареи устанавливаются только на электростанциях и на крупных районных подстанциях, где защиты всех элементов, и в том числе трансформаторов 10 и 6 кВ, выполняются на постоянном оперативном токе.

Источники переменного оперативного тока — измерительные трансформаторы тока и напряжения ТТ и ТН, а также трансформаторы собственных нужд ТСН могут обеспечить надежное питание устройств релейной защиты только при их *совместном* использовании. Например, при близких трехфазных КЗ не смогут обеспечить защиту оперативным током ТН и ТСН, так как в этих случаях происходит глубокое, вплоть до нуля, снижение напряжения на подстанции. Но зато ТТ, через первичную обмотку которых проходит большой ток КЗ, могут обеспечить работу устройств релейной защиты, и электромагнитов управления. Схе-

мы, в которых измерительные трансформаторы тока используются также как источники оперативного тока, называются схемами с дешунтированием электромагнитов управления (см далее). Если же повреждение трансформатора не сопровождается большими токами КЗ, как, например, при витковом замыкании в одной из фаз его обмоток, или вообще не происходит увеличения тока сверх нормального, например, при уходе масла из бака трансформатора, то в качестве источников оперативного тока для работы соответствующих устройств защиты могут использоваться ТН или ТСН. По этому же принципу строится схема питания устройств защиты выпрямленным оперативным током. Для защиты трансформаторов 10 кВ выпрямленный ток применяется редко. Также редко используется на подстанциях 10 кВ энергия предварительно заряженных конденсаторов, которая может обеспечить работу устройств защиты и автоматики при полном погашении подстанции, например при отключении части электродвигателей перед повторной подачей напряжения на подстанцию, чтобы облегчить пуск (самозапуск) более ответственных электродвигателей. При необходимости отключения электродвигателей 0,4 кВ при погашениях подстанций 10/0,4 кВ, как правило, используют механическую энергию, запасенную в предварительно сжатых пружинах привода магнитных пускателей или автоматических выключателей. Для освобождения пружины используются так называемые нулевые расцепители, срабатывающие при исчезновении напряжения.

**Схемы с дешунтированием электромагнитов отключения (ЭО).** Для выполнения защиты трансформаторов 10 (6) кВ, как и других элементов этого класса напряжения, широко используется принцип дешунтирования ЭО контактами специальных реле с целью подключения ЭО к трансформаторам тока. Принцип работы схемы с дешунтированием ЭО показан на рис. 16 (условно только для одной фазы). На рис. 16, а положение контактов дешунтирующего специального реле *P* показано при нормальном рабочем режиме, когда по защищаемому элементу проходит рабочий ток  $I_{\text{раб}}$ . Электромагнит ЭО шунтирован размыкающим контактом 1 специального реле *P*. Дополнительно цепь ЭО разомкнута замыкающим контактом 2 этого же реле для того, чтобы на ЭО не

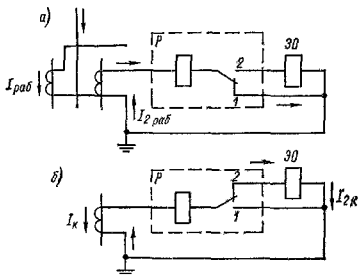


Рис. 16 Принцип работы схемы с дешунтированием электромагнита отключения ЭО (для одной фазы) а — положение контактов реле  $P$  в нормальном режиме, б — после срабатывания реле  $P$  при коротком замыкании

было подано напряжение и не создавалась возможность излишнего срабатывания ЭО при нарушении цепи шунтирующего контакта 1. В этом режиме вторичный ток  $I_{2раб}$  проходит только через реле  $P$

При возникновении КЗ на защищаемом элементе (трансформаторе, линии) реле  $P$  срабатывает и переключает свои контакты 1 и 2 в положение, показанное на рис. 16, б. При переключении сначала замыкается контакт 2, а затем размыкается контакт 1 для того, чтобы не создавался даже кратковременно опасный режим работы трансформатора тока ТТ с разомкнутой вторичной обмоткой. При замыкании контакта 2 и размыкании контакта 1 электромагнит ЭО дешунтируется и по нему проходит тот же вторичный ток КЗ  $I_{2к}$ , что и по катушке реле  $P$ . Применяемые схемы рассчитаны таким образом, что мощность, отдаваемая трансформатором тока ТТ, достаточна для срабатывания стандартного ЭО выключателя 6—35 кВ.

В качестве ЭО выключателей используется либо специальный электромагнит для схем с дешунтированием (ЭОТТ, ТЭО), либо токовое мгновенное реле прямого действия РТМ. Наименьший ток срабатывания РТМ равен 5 А, ЭОТТ и ТЭО — 3 А.

Для схем с дешунтированием ЭО применяют два типа стандартных электромеханических реле [11]:



РТ 85, РТ 95 — индукционные реле косвенного действия, позволяющие осуществить простую двухступенчатую защиту трансформатора 10 кВ (линии, блока линия — трансформатор), состоящую из токовой отсечки мгновенного действия и максимальной токовой защиты с обратозависимой от тока выдержкой времени (§ 7, 8),

РП 341 — специальные промежуточные реле со встроенным маломощным выпрямительным устройством, которые выполняют роль исполнительного органа более сложных защит, например максимальной токовой защиты трансформатора с независимой от тока выдержкой времени или дифференциальной защиты (§ 8)

Эти реле имеют специальные усиленные переключающие контакты, способные переключить ток КЗ, вторичное значение которого не превышает 150 А при условии, что полное сопротивление дешунтируемых ЭО не превышает 4,5 Ом при токе 3,5 А и 1,5 Ом при токе 50 А [11]. Вторичное значение тока КЗ определяется по выражению (без учета погрешности трансформаторов тока)

$$I_{2к} = I_{1к} k_{сх}^{(3)} / n_{т\tau}, \quad (20)$$

где  $I_{1к}$  — первичное максимальное значение тока через защиту при КЗ в месте ее установки, А,  $k_{сх}^{(3)}$  — коэффициент схемы, показывающий, во сколько раз ток в реле превышает вторичный ток трансформатора тока при трехфазном КЗ на защищаемом элементе (§ 7),  $n_{т\tau}$  — коэффициент трансформации трансформаторов тока

Для защиты трансформаторов 10 кВ, подключенных вблизи крупных районных подстанций 110/10 кВ, условие  $I_{2к} \leq 150$  А не всегда может быть выполнено. Действительно, при мощности трансформатора 110 кВ более 10 МВ А первичные токи КЗ на шинах 10 кВ превышают 5 кА. При использовании на трансформаторе 10 кВ мощностью 1 МВ А трансформаторов тока с  $n_{т\tau} = 100/5$  и при  $k_{сх}^{(3)} = 1$  (стандартная схема неполной звезды) вторичное значение тока КЗ  $I_{2к}$ , вычисленное по выражению (20), намного превышает допустимое — 150 А. Для уменьшения значения тока  $I_{2к}$  можно было бы увеличить коэффициент

трансформации  $n_{т т}$ , но при этом следует предварительно убедиться в достаточной чувствительности не только реле защиты, но и дешунтируемого электромагнита отключения ЭО при КЗ в конце защищаемой линии и в зонах дальнего резервирования

На действующих трансформаторных подстанциях 10 кВ, где в результате реконструкции питающей электрической сети могут возрасти токн КЗ (например, при замене на ближайшей питающей подстанции 110 кВ трансформаторов мощностью 10 МВ А на трансформаторы мощностью 16 или 25 МВ А), следует оценить новое значение  $I_{2к}$  с учетом токовой погрешности трансформаторов тока [9, 12]. Эта рекомендация обосновывается тем, что уже при токе  $I_{2к} = 150$  А кратность тока КЗ по отношению к стандартному вторичному номинальному току трансформаторов тока (5 А) составляет 30, а при такой большой кратности большинство трансформаторов тока этого класса напряжения работает с повышенным насыщением магнитопровода и токовыми погрешностями более 10 %. Решить вопрос о возможности оставления в работе схемы с дешунтированием ЭО можно путем вычисления уточненного значения вторичного тока КЗ  $I'_{2к}$  с учетом действительного значения токовой погрешности ТТ (§ 8)

Возможность применения схем с дешунтированием ЭО определяется не только условием  $I_{2к} \leq 150$  А, но еще двумя следующими требованиями

после дешунтирования ЭО, несмотря на возможное снижение вторичного тока ТТ из за увеличения их токовой погрешности, не должен произойти возврат сработавших токовых (промежуточных) реле, дешунтирующих ЭО (рис 16, б),

должна быть обеспечена достаточная чувствительность ЭО после их дешунтирования, опять таки с учетом того, что после дешунтирования вторичный ток ТТ может значительно снизиться по сравнению с режимом до дешунтирования ЭО

Для оценки возможностей выполнения этих требований необходимо вычислить значение токовой погрешности трансформаторов тока ТТ после дешунтирования ЭО (§ 8)

## 7. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА НА ТРАНСФОРМАТОРАХ

**Принцип действия и область применения отсечки.** Токовой отсечкой называется быстродействующая максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия. В зону действия отсечки на понижающих трансформаторах входит часть обмотки и выводы со стороны ВН, где включены реле отсечки  $ТО$  (рис. 17). При КЗ за трансформатором (точка  $K_1$ ) отсечка не действует благодаря отстройке ее тока срабатывания от максимального значения тока при КЗ в этой точке. Поэтому отсечка не чувствует КЗ также на отходящих линиях НН (точка  $K_2$ ) и может выполняться без выдержки времени.

Быстродействие является главным достоинством отсечки, так как быстрое отключение уменьшает размеры повреждения трансформатора, обеспечивает продолжение нормальной работы электродвигателей и другой нагрузки, подключенных к тому же питающему источнику ( $T_2, M_1, M_2$ ), и, кроме того, позволяет иметь небольшую выдержку времени на после-

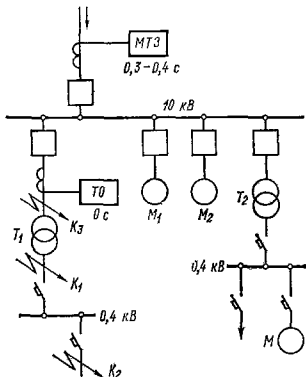


Рис. 17. Схема подстанции 10 кВ, поясняющая зоны несрабатывания (точки  $K_1$  и  $K_2$ ) и срабатывания ( $K_2$ ) токовой отсечки  $ТО$  на трансформаторе  $T_1$

дующей максимальной токовой защите питающего трансформатора 110/10 кВ или питающей линии 10 кВ (МТЗ на рис. 17) При использовании современных электронных реле времени допускается устанавливать выдержку времени на последующей максимальной токовой защите от 0,3 до 0,4 с. Недостатком токовой отсечки является ограниченная зона действия, в связи с чем отсечка устанавливается как дополнение к максимальной токовой защите трансформатора (§ 8). При выполнении дифференциальной защиты трансформатора (§ 11) отсечка не устанавливается.

**Схемы выполнения, типы реле и расчет тока срабатывания.** Правильная (селективная) работа токовой отсечки обеспечивается выбором тока срабатывания по условию

$$I_{c.o} \geq k_n I_{k, \max \text{ вн}}^{(3)} \quad (21)$$

где  $I_{k, \max \text{ вн}}^{(3)}$  — максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, т. е. вне зоны действия отсечки, приведенного к стороне ВН, где установлена отсечка, А;  $k_n$  — коэффициент надежности, значения которого зависят от типа применяемых токовых реле: 1,3—1,4 — для реле типа РТ-40 и примерно 1,6 — для реле РТ-80 (ИТ-80) и РТМ.

Ток  $I_{k, \max \text{ вн}}^{(3)}$  определяется в точке  $K_1$  (рис. 17) при максимальном режиме питающей энергосистемы, когда ее сопротивление имеет минимально возможное значение (§ 3). При выборе тока срабатывания отсечки по выражению (21) обеспечивается также ее несрабатывание (отстройка) при бросках тока намагничивания, возникающих при включениях трансформатора под напряжением со стороны 10 кВ.

Ток срабатывания токовых реле отсечки (уставка) определяется по выражению, общему для всех вторичных токовых реле, т. е. реле, включенных через трансформаторы тока:

$$I_{c.p} = I_{c.o} k_{сх}^{(3)} / n_{т.т.}, \quad (22)$$

где  $I_{c.o}$  — первичный ток срабатывания отсечки, выбранный по условию (21);  $n_{т.т.}$  — коэффициент трансформации трансформаторов тока ТТ на стороне ВН трансформатора,  $k_{сх}^{(3)}$  — коэффициент схемы при симметричном режиме, показывающий, во сколько раз

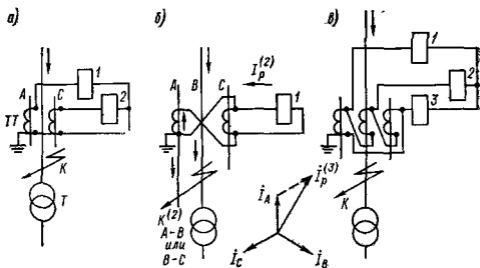


Рис 18. Схемы включения максимальных реле тока токовой отсечки трансформаторов

ток в реле защиты (отсечки) больше, чем вторичный ток трансформаторов тока.

Для схемы соединения трансформаторов тока в неполную звезду  $k_{сх} = 1$  для всех видов КЗ (рис. 18, а). Для схемы соединения трансформаторов тока на разность токов двух фаз (рис. 18, б) при симметричном нагрузочном режиме и при трехфазном КЗ  $k_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$ , но для двухфазных КЗ А—В и В—С значение  $k_{сх} = 1$ . Из сравнения этих схем видно, что при одинаковых значениях  $I_{с.о}$  и  $n_{т.т}$  ток срабатывания (уставка) токовых реле в схеме рис. 18, б по условию (22) получится в 1,73 раза большим, чем для схемы рис. 18, а. Это имеет большое значение при оценке чувствительности, которая осуществляется с помощью так называемого коэффициента чувствительности:

$$k_{ч} = I_{р. \min} / I_{с. р}, \quad (23)$$

где  $I_{р. \min}$  — минимальное значение тока в реле при металлическом двухфазном КЗ на выводах ВН защищаемого трансформатора (точка К на рис. 18), А;  $I_{с. р}$  — ток срабатывания реле (уставка), вычисленный по условию (22).

Значение  $k_{ч}$  по «Правилам» [1] должно быть равно примерно 2.

Для схемы на рис. 18, а при всех вариантах двухфазного КЗ и для схемы на рис. 18, б при КЗ

между фазами  $A$  и  $B$ ,  $B$  и  $C$   $k_{сх} = 1$  и, следовательно,

$$I_{p, \min} = \frac{I_{к, \min}^{(2)}}{n_{т. т}} = \frac{\sqrt{3} I_{к, \min}^{(3)}}{2n_{т. т}}, \quad (24)$$

где  $I_{к, \min}^{(3)}$  — минимальное значение первичного тока при трехфазном КЗ на выводах ВН защищаемого трансформатора, вычисленное при наибольшем сопротивлении питающей системы

Но несмотря на то, что значения токов в реле отсечки при этих видах КЗ для схем на рис. 18,  $a$  и  $b$  одинаковы, коэффициент чувствительности существенно, в 1,73 раза, выше для схемы 18,  $a$ , так как при прочих равных условиях ток срабатывания реле этой схемы в 1,73 меньше, чем у реле схемы 18,  $b$ .

Например,  $I_{с. о} = 1000$  А;  $I_{к, \min}^{(3)} = 2500$  А;  $n_{т. т} = 100/5 = 20$ . По выражению (24) ток в реле при двухфазных КЗ

$$I_{p, \min} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2500}{2 \cdot 20} = 108 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле (уставки) для схемы на рис. 18,  $a$   $I_{с. р} = 1000 \cdot 1/20 = 50$  А, а для схемы на рис. 18,  $b$  —  $I_{с. р} = 1000 \cdot 1,73/20 = 86,5$  А, т. е. в 1,73 раза выше.

Коэффициент чувствительности, вычисленный по выражению (23), для схемы на рис. 18,  $a$   $k_{ч} = 108/50 = 2,16$ , а для схемы на рис. 18,  $b$  —  $k_{ч} = 108/86,5 = 1,25$ , т. е. в 1,73 раза меньше и, кроме того, значительно ниже, чем требуют «Правила» [1]. Поэтому схема включения реле на разность токов двух фаз (рис. 18,  $b$ ) для защиты трансформаторов не применяется

Для стандартной схемы соединения трансформаторов тока (неполная звезда — рис. 18,  $a$ ) с учетом того, что значения коэффициента схемы при всех видах КЗ равны 1, можно вычислить коэффициент чувствительности по первичным токам

$$k_{ч} = I_{к, \min}^{(2)} / I_{с. о}. \quad (25)$$

Однако это выражение справедливо лишь в тех случаях, когда расчетная проверка трансформаторов тока показывает, что их полная (и токовая) погрешность при токе КЗ, несколько превышающем первичный ток срабатывания отсечки, не более 10%. Если

же токовая погрешность оказывается более 10 %, что вынужденно допускается, например, при использовании реле прямого действия (РТМ, РТВ), то проверку чувствительности отсечки следует производить по выражению (23), для которого вторичный ток  $I_p \text{ min}$  должен вычисляться по выражению, аналогичному (24), но с учетом действительного расчетного значения токовой погрешности. В рассмотренном выше примере, при токовой погрешности трансформаторов тока, например, равной 30 %, коэффициент чувствительности уменьшится до 1,5, а при 50 %-ой погрешности токовая отсечка может и не сработать (см § 8)

Для защиты трансформаторов 6 кВ со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$ , установленных для питания электродвигателей собственных нужд электростанций, предлагалась схема защиты с тремя трансформаторами тока, соединенными в треугольник (рис 18, в). В сельских и городских электросетях, да и на электростанциях, такая схема не нашла применения из за необходимости установки третьего трансформатора тока и третьего реле, что делает ее дороже, чем схема на рис 18, а. Однако в учебных целях разберем особенности этой схемы (рис 18, в)

Каждое из трех реле 1—3 включено на разность токов двух соответствующих трансформаторов тока. Следовательно, при симметричном режиме ток в каждом реле в 1,73 раза больше вторичного тока трансформаторов тока. Поэтому для схемы соединения трансформаторов тока в треугольник коэффициент схемы  $k_{\text{сх}}^{(3)} = 1,73$  и, следовательно, ток срабатывания реле (уставка), вычисленный по выражению (22), будет в 1,73 раза больше, чем при прочих равных условиях для реле схемы на рис 18, а. Однако при установке трех токовых реле при любом из вариантов двухфазного КЗ в одном из реле пройдет удвоенный ток двухфазного КЗ  $2I_{\text{к}}^{(2)}$ . И коэффициент чувствительности окажется даже больше, чем для схемы на рис 18, а, в  $2/1,73 = 1,15$  раза. Но если установить только два реле, исключив, например, реле 2 на рис 18, в, коэффициент чувствительности снизится в 2 раза из-за того, что при одном из вариантов двухфазного КЗ (В и С в данном случае) удвоенный ток пройдет по той цепи, в которой нет реле, а в двух

других реле пройдет лишь однократный ток двухфазного КЗ. Таким образом, двухрелейная схема в этом случае окажется значительно менее чувствительной, чем схема на рис. 18, а, которая и принята за стандартную.

## 8. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

**Принцип действия и область применения.** Максимальная токовая защита срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки). Причиной увеличения тока трансформатора может быть повреждение самого трансформатора, и КЗ на шинах или на отходящих элементах НН, а также самозапуск питаемых электродвигателей после кратковременного перерыва питания или подключения к работающему трансформатору дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР. Для предотвращения излишних срабатываний при токах перегрузки, вызванных самозапуском электродвигателей или подключением дополнительной нагрузки, максимальная токовая защита должна иметь ток срабатывания (уставку), больший, чем максимально возможный ток перегрузки  $A$  для предотвращения излишних (неселективных) срабатываний при КЗ на отходящих элементах НН. Максимальная токовая защита трансформатора должна иметь орган выдержки времени, замедляющий ее действие на время, необходимое для срабатывания защиты поврежденного отходящего элемента. Функциональная схема максимальной токовой защиты приведена на рис. 19.

Измерительная часть максимальной токовой защиты трансформаторов 10 кВ состоит из двух или из трех максимальных реле тока  $T$  (три реле устанавливаются для защиты трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  или  $\Upsilon/\Delta$ ). Реле тока включены на токи фаз  $A$  и  $C$  и на ток фазы  $B$ , проходящий в обратном проводе схемы соединения трансформаторов тока  $TT$  в неполюную звезду (рис. 19). Выходное действие реле тока осуществляется по схеме «ИЛИ», т. е. защита может действовать при срабатывании одного, двух или трех реле. В логической части должен быть орган выдержки времени  $B$ , поз.



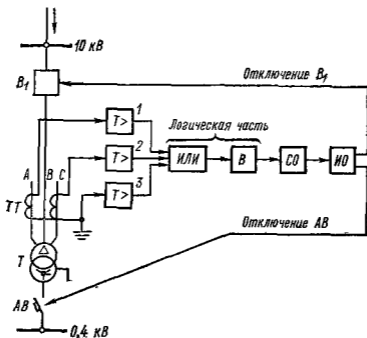


Рис. 19 Функциональная схема максимальной токовой защиты трансформатора 10/0,4 кВ

воляющий установить время срабатывания защиты в пределах от 0,1 до 1,3 с. Предусматриваются также сигнальный орган СО и исполнительный орган ИО, распространяющий действие защиты на отключение трансформатора с двух сторон, т.е. действующий на отключение выключателя В на стороне 10 кВ и автомата АВ на стороне 0,4 кВ. На трансформаторах 10/6 кВ действие защиты распространяется на отключение двух выключателей.

Максимальная токовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах, и в том числе на всех трансформаторах 10 кВ, независимо от установки других защит (газовой, дифференциальной или отсечки). Это объясняется тем, что максимальная токовая защита защищает не только трансформатор, но и шины НН, а также может резервировать защиты и выключатели на отходящих элементах НН, т.е. осуществлять *дальнее резервирование*.

При проектировании и обслуживании устройств релейной защиты трансформаторов 10 кВ осуществление полноценного дальнего резервирования встречает большие трудности. В сетях 0,4 кВ это связано дополнительно с тем, что не всегда учитывается большая вероятность КЗ через переходное сопротивление.

до 15 мОм и существенное снижение при этом значений токов КЗ. Использование трансформаторов со схемой соединения обмоток  $Y/Y$  также снижает значения токов КЗ (при однофазных КЗ на землю по сравнению с трансформаторами со схемой  $\Delta/Y$ ). Иногда длина и сечение отходящих линий 0,4 кВ выбираются без учета возможностей дальнего резервирования при удаленных КЗ. Полноценное дальнейшее резервирование можно обеспечить только комплексом мероприятий, в который входит выбор наиболее чувствительной схемы максимальной токовой защиты, правильный расчет ее тока срабатывания с учетом реально возможных перегрузок, но без увеличения тока срабатывания защиты, установка дополнительных защит специально для целей дальнего резервирования при наиболее частых видах КЗ. В этот же комплекс мероприятий должно входить рациональное размещение защитных аппаратов в сети 0,4 кВ, увеличение сечений и уменьшение длины линий 0,4 кВ с целью увеличения токов КЗ до такого уровня, при котором сможет сработать резервирующая защита трансформатора 10/0,4 кВ.

**Схемы выполнения максимальной токовой защиты трансформаторов 10 кВ.** Схемы включения токовых реле максимальных токовых защит выбираются таким образом, чтобы обеспечить наибольшую чувствительность защиты при всех видах КЗ на стороне НН трансформатора. Для трансформаторов 10 кВ типовой схемой является двухфазная трехрелейная схема (реле 1—3 на рис. 20), предназначенная для защиты трансформаторов со схемами соединения обмоток  $\Delta/Y$  10/0,4 кВ и  $Y/\Delta$  10/6 кВ. Из рис. 2, д и г видно, что при двухфазном КЗ за трансформатором  $\Delta/Y$ , т. е. на стороне НН, на питающей стороне ВН в одной из фаз проходит ток КЗ, в два раза больший, чем в других фазах. По значению этот больший ток равен току трехфазного КЗ. Установка трех реле гарантирует одинаковую чувствительность защиты при всех видах междуфазных КЗ. Исключение одного из реле, например реле 3, понизило бы чувствительность защиты к двухфазным КЗ в 2 раза, что, конечно, нецелесообразно и недопустимо.

На трансформаторах  $Y/Y$  можно было бы применять двухрелейную схему (только реле 1 и 2 на рис. 20), так как третье реле не повышает чувстви-

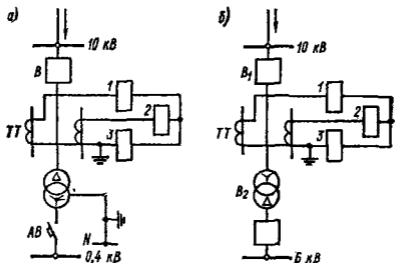


Рис. 20. Схемы включения трех токовых реле максимальной токовой защиты трансформаторов 10 кВ со схемами соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  (а) и  $\Upsilon/\Delta$  (б)

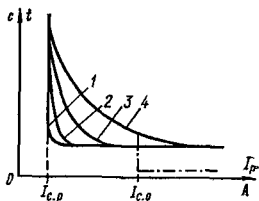
тельности защиты к двухфазным КЗ (см. рис. 2, а и б). Но для повышения в 2 раза чувствительности защиты к однофазным КЗ на землю на стороне 0,4 кВ (рис. 4, б) целесообразно использовать трехрелейную схему, хотя из-за низкого уровня токов при однофазных КЗ за трансформатором  $\Upsilon/\Upsilon$  добавление третьего реле часто все равно не обеспечивает необходимую чувствительность максимальной токовой защиты к однофазным КЗ на землю на стороне 0,4 кВ. Не следует забывать про установку третьего реле в схеме максимальной токовой защиты при замене трансформатора со схемой соединения  $\Upsilon/\Upsilon$  на новый трансформатор —  $\Delta/\Upsilon$ .

В схемах защиты с дешунтированием ЭО (рис. 16) также должны быть установлены три токовых реле с дешунтирующими усиленными контактами, но электромагнитов отключения в приводе выключателя может оказаться только два. Это необходимо учитывать при расчете чувствительности защиты в целом (см. далее).

Типы максимальных реле тока. Максимальные защиты трансформаторов 10 кВ в настоящее время выполняются в основном на электромеханических реле (типов РТВ, РТ-80, РТ-40), т. е. на реле с подвижными элементами и контактным выходом. Наряду с ними уже находят применение современные электронные защиты, выпускаемые Чебоксарским

Рис. 21. Ограниченно зависящие характеристики разных типов максимальных реле тока

1 — реле РТ-90; 2 — реле РТВ—РТВІІІ; 3 — реле РТВІV—РТВІVІ; 4 — реле РТ-80



электроаппаратным заводом (типа ЯРЭ-2201), ПО «Энергоавтоматика» (ТЗВР),

а также некоторыми энергосистемами (например, в Леизнерго выпускается электронная защита с зависимой характеристикой типа УМТЗ с дешунтированием ЭО с помощью силовых тиристоров).

Максимальные токовые защиты на трансформаторах 10 кВ могут выполняться с обратнозависимой от тока выдержкой времени (сокращению — с зависимой характеристикой) либо с независимой от тока выдержкой времени (с независимой характеристикой).

Реле тока с зависимой характеристикой (рис. 21) автоматически уменьшает время срабатывания при увеличении тока через реле. Но, начиная с какой-то определенной кратности тока по отношению к току срабатывания реле  $I_{2к}/I_{с.р}$ , реле действует с одной и той же установленной выдержкой времени. Такая характеристика называется ограниченно зависимой.

Максимальная токовая защита с ограниченно зависимой характеристикой может выполняться с помощью одного из двух типов электромеханических реле: электромагнитного реле прямого действия типа РТВ или индукционного реле косвенного действия типа РТ-80.

Реле прямого действия РТВ выполняет одновременно функции токового измерительного органа (реле тока) и органа выдержки времени (реле времени). Замедление действия реле РТВ достигается с помощью часового механизма. Реле РТВ встраивается в пружинный привод выключателя 10 кВ. Реле РТВ имеют 6 исполнений — от I до VI, отличающихся друг от друга значениями токов срабатывания (уставок). Реле РТВІ—РТВІІІ имеют характеристику (кривая 2 на рис. 21), у которой независимая (установившаяся)

часть наступает при токе, равном примерно  $1,6I_{ср}$ . Реле РТВІV—РТВІ имеют более пологую характеристику (кривая 3 на рис. 21), у которой независимая часть наступает при токе, равном примерно  $3I_{ср}$ .

Индукционное реле РТ-80 (прежнее наименование ИТ-80) применяется в релейной защите уже более 50 лет, причем конструкция его практически не менялась [11]. Столь длительное и широкое применение этого типа реле объясняется многими его достоинствами:

реле имеет характеристику (кривая 4 на рис. 21), хорошо согласующуюся с времятоковыми характеристиками плавких предохранителей, установленных на отходящих элементах, причем эта характеристика создается без часового механизма или отдельного реле времени, как это осуществляется в других реле и защитах;

реле имеет достаточно мощные контакты, способные действовать непосредственно на электромагнит отключения выключателя в схемах на оперативном постоянном токе и дешунтировать электромагнит отключения в схемах на переменном оперативном токе, в последнем случае применяются реле РТ-85 или РТ-95 (см далее),

в дополнение к индукционному элементу в реле РТ-80 имеется электромагнитный элемент — отсечка, с помощью которой можно обеспечить мгновенное действие реле при вторичном токе КЗ, в 2—8 раз превышающем ток срабатывания индукционного элемента  $I_{ср}$  (на рис. 21 характеристика отсечки показана штриховой линией, начиная с тока  $4I_{ср}$ );

реле имеет встроенный сигнальный элемент

Таким образом, в одном реле РТ-80 объединены измерительный орган двухступенчатой максимальной токовой защиты, логическая часть, сигнальный и исполнительный органы, что делает защиту с реле РТ-80 простой и дешевой. Однако по сравнению с современными статическими (электронными) реле у РТ-80 имеются существенные недостатки: наличие подвижных частей, в том числе практически непрерывно вращающегося диска, низкий коэффициент возврата, большие габариты и масса, возможность ложного срабатывания при воздействии ударных нагрузок (например, при включении выключателя, установлен-

ного в той же ячейке КРУ, где размещается реле РТ-80, или в соседней ячейке).

Электромагнитное реле косвенного действия типа РТ-40 выпускается с начала 1960-х годов. Его предшественником является электромагнитное реле типа ЭТ-520. В 1969 г. реле РТ-40 было модернизировано путем уменьшения сечения магнитопровода и увеличения совместного хода контактов для снижения вибрации и повышения надежности замыкания контактов при больших кратностях тока КЗ по отношению к номинальному току трансформаторов тока. Описание реле РТ-40 и его технические характеристики приведены в работах [3, 11]. Для реле РТ-40 характерны все недостатки, присущие электромеханическим реле: сравнительно низкий коэффициент возврата (0,8, в то время как у электронных максимальных реле он составляет 0,95), наличие подвижных частей, возможность вибрации контактов и отказ функционирования при токовой погрешности трансформаторов тока более 50 % и др.

С помощью реле РТ 40 выполняется максимальная токовая защита трансформаторов с использованием реле времени постоянного тока (на оперативном постоянном или выпрямленном токе) или реле времени переменного тока и специальных промежуточных реле для дешунтирования ОЭ выключателей 10 кВ (см. далее)

**Выполнение выдержки времени.** Орган выдержки времени необходим в тех случаях, когда в максимальной токовой защите используются максимальные реле тока мгновенного типа (типа РТ-40 или аналогичные электронные реле типа РСТ или им подобные). Для максимальных токовых защит с реле РТВ (со встроенной выдержкой времени) и с реле РТ-80 (время срабатывания которых определяется значением тока КЗ) отдельные органы выдержки времени не нужны.

При выполнении максимальной токовой защиты на постоянном или выпрямленном оперативном токе используются электромагнитные реле времени с часовым механизмом серий ЭВ-100 и РВ-100, а в последнее время — электронные реле типа РВ-01 и других типов, которые создают выдержку времени после подачи команды от измерительных органов — реле тока  $РТ_A$ ,  $РТ_B$  или  $РТ_C$ , или всех вместе (рис. 22, а).

При выполнении защиты на переменном оператив-

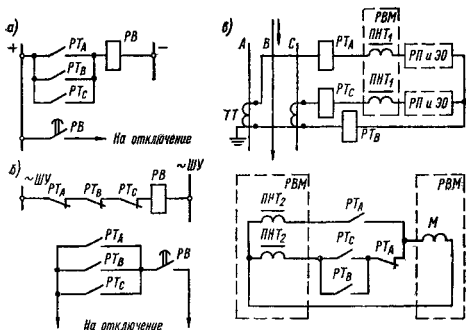


Рис 22 Схемы выполнения выдержки времени максимальной токовой защиты с помощью реле времени постоянного тока серии РВ-100 или РВ-01 (а), реле времени переменного напряжения РВ-200 или РВ-03 (б), токового реле времени типа РВМ-12 (в)

ном токе используются два вида реле времени и соответственно две различные схемы логической части максимальной токовой защиты (рис. 22, б и в).

На рис 22, б показана схема защиты с реле времени, которое создает выдержку времени после снятия оперативного тока (напряжения), как иногда говорят, — на возврате. У электромеханических реле времени типов ЭВ и РВ-215, РВ-225, РВ-235 действительно при снятии напряжения с катушки происходит возврат (отпадание) подтянутого якоря и запуск часового механизма, создающего выдержку времени на замыкание контакта реле  $PB$  в цепи команды на отключение выключателя. Электронное реле типа РВ-03 начинает отсчет времени также после снятия переменного оперативного тока, которое осуществляется размыкающими контактами максимальных реле тока  $PT$ . Их последовательное включение обеспечивает логическую операцию «ИЛИ». Замыкающийся с заданной выдержкой времени контакт реле  $PB$  действует на отключение выключателя, используя в качестве оперативного тока либо трансформаторы тока (схема с дешунтированием ЭО), либо трансформаторы напряжения или собственных нужд других секций,

либо энергию предварительно заряженных конденсаторов.

Схема на рис. 22, б имеет существенный недостаток: при исчезновении напряжения на шипах управления *ШУ* реле времени замыкает свои контакты и максимальная токовая защита превращается в неселективную отсечку, которая сработает при внешнем КЗ раньше, чем собственная защита поврежденного элемента. Возможно мгновенное излишнее срабатывание этой защиты и при включении защищаемого трансформатора под напряжение из-за броска тока намагничивания.

Более широкое применение получила схема максимальной токовой защиты с независимой характеристикой на переменном оперативном токе с токовыми реле времени типа РВМ-12 и РВМ-13.

Реле времени *РВМ* выполнены с синхронным однофазным микродвигателем *М* (рис 22, в), который включается через промежуточные насыщающие трансформаторы тока *ПНТ* на вторичные токи трансформаторов тока *ТТ* любых двух фаз защищаемого элемента. Первичные обмотки *ПНТ*<sub>1</sub> включены последовательно с измерительными токовыми реле защиты *РТ*<sub>А</sub> и *РТ*<sub>С</sub> соответственно, а также с промежуточными реле *РП* и дешунтируемыми электромагнитами отключения *ЭО*. Принцип работы схемы с дешунтированием *ЭО* показан на рис 16.

При повреждении в трансформаторе или при внешнем КЗ срабатывают измерительные токовые реле *РТ* и замыкают свои контакты в цепи пуска микродвигателя *М*. Схема выполнена таким образом, что при любом виде КЗ микродвигатель подключается только к одной из вторичных обмоток *ПНТ*<sub>2</sub> (для этого последовательно с замыкающим контактом *РТ*<sub>С</sub> включен размыкающий контакт *РТ*<sub>А</sub>). Поскольку в это время по первичной обмотке *ПНТ*<sub>1</sub> идет ток КЗ, он трансформируется во вторичную обмотку *ПНТ*<sub>2</sub> и приводит во вращение микродвигатель *М*. С помощью редуктора частота вращения двигателя снижается до такого значения, чтобы выходной рычаг механизма с подвижными контактами двигался в течение 4 с — для реле РВМ-12 и 10 с — для РВМ-13. В пределах этих значений устанавливается выбранная выдержка времени для импульсного и замыкающего контактов реле. Таким образом, реле *РВМ* начинает отсчитывать



время только после возникновения КЗ и срабатывания токовых реле защиты.

Замыкание контакта *PBM* вызывает срабатывание промежуточных реле типа РП-341, дешунтирующих ЭО выключателя

**Расчет параметров срабатывания (уставок) максимальной токовой защиты трансформатора.** Задачей расчета является выбор значений тока срабатывания защиты (первичного), тока срабатывания реле по выражению, аналогичному (22), времени срабатывания защиты с независимой характеристикой или характеристики срабатывания токовых реле для защиты с зависимой характеристикой (рис 21). Кроме того, производится расчетная проверка трансформаторов тока.

**Выбор тока срабатывания.** Уставки по току максимальной токовой защиты должны обеспечивать:

несрабатывание защиты на отключение при послеаварийных перегрузках;

согласование действия по току и по времени с защитами питающих («последующих») и отходящих («предыдущих») элементов,

необходимую чувствительность при всех видах КЗ в основной зоне и в зоне резервирования.

Кроме того, для схем с дешунтированием ЭО (рис. 16) необходимо обеспечить надежное действие ЭО после дешунтирования

Для отстройки (обеспечения несрабатывания) защиты при послеаварийных перегрузках необходимо выбрать ее ток срабатывания большим, чем возможный ток *самозапуска* электродвигателей, питаемых от трансформатора, а также большим, чем возможный ток перегрузки при действии АВР, в результате которого к работающему с нагрузкой трансформатору подключается дополнительная нагрузка. Напомним, что самозапуском называется процесс одновременного пуска из заторможенного состояния электродвигателей нагрузки после кратковременного перерыва, а затем восстановления электроснабжения. Кратковременный перерыв может быть вызван отключением питающего элемента, а затем включением его устройством АПВ или подачей напряжения от резервного источника питания с помощью устройства АВР. Торможение и последующий самозапуск электродвигателей могут произойти также в результате близкого

трехфазного КЗ, которое отключается защитой с выдержкой времени (например, КЗ в точке  $K_3$  на рис 17).

Для отстройки от самозапуска электродвигателей нагрузки ток срабатывания защиты выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n k_{сзп}}{k_v} I_{\text{раб. макс}}, \quad (26)$$

где  $k_n$  — коэффициент надежности (отстройки), учитывающий погрешность реле и необходимый запас, в зависимости от типа реле может приниматься равным 1,1—1,2 (для реле косвенного действия типов РТ-40, РТ-80, РТ-90, а также новых электронных реле РСТ) или 1,2—1,4 (реле прямого действия типа РТВ);  $k_v$  — коэффициент возврата реле, представляющий собой отношение тока возврата максимального реле к его току срабатывания, равный примерно 0,9—0,95 для электронных реле типа РСТ, 0,8 — для электромеханических реле РТ-40, РТ-80 (для индукционного элемента) и 0,6—0,7 — для реле РТВ;  $k_{сзп}$  — коэффициент самозапуска, представляющий собой отношение тока при самозапуске электродвигателей к предаварийному рабочему току; значение его в основном зависит от вида нагрузки, т. е. доли асинхронных электродвигателей, участвующих в самозапуске, и может колебаться в очень широких пределах, примерно от 1 при отсутствии электродвигателей или невозможности их самозапуска до примерно 4 при участии в самозапуске максимально допустимого числа электродвигателей,  $I_{\text{раб. макс}}$  — максимальное значение рабочего тока (тока нагрузки) защищаемого трансформатора, на двухтрансформаторных подстанциях, где оба трансформатора находятся в резерве друг к другу (в неявном резерве), их собственная рабочая нагрузка не должна превышать 0,6—0,7 номинальной (рис 23) При работе одиночного трансформатора его нагрузка может превышать номинальную на 20—40 %.

Для отстройки от тока перегрузки после действия устройства АВР на двухтрансформаторной подстанции (рис 23) ток срабатывания максимальной токовой защиты каждого из двух трансформаторов, находящихся в неявном резерве, выбирается по выраже-

нию (записанному для защиты трансформатора  $T_1$ )

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{k'_H}{k_B} (k_{\text{сеп}} I_{\text{раб, max } T_2} + k'_H I_{\text{раб, max } T_1}), \quad (27)$$

где  $k'_H$  — коэффициент, учитывающий увеличение тока через трансформатор  $T_1$  из-за понижения напряжения на шинах ПН при подключении к нему после АВР заторможенных двигателей другой секции, ранее питавшейся через трансформатор  $T_2$ , значение этого коэффициента для нагрузки, в основном состоящей из электродвигателей, может находиться в пределах 1,5—2, значения остальных величин такие же, как в выражении (26). Таким образом, ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформаторов, находящихся в неявном резерве (рис 23), в зависимости от типа используемых реле и от состава нагрузки, может получиться равным (2—7) кратному по отношению к номинальному току трансформатора. Например, при смешанной нагрузке, в которой доля асинхронных

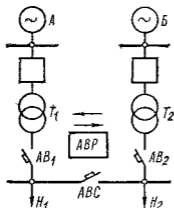


Рис 23 Схема подстанции 10 кВ с двумя трансформаторами находящимися в *неявном резерве* (к выбору тока срабатывания максимальной токовой защиты трансформаторов по условию несрабатывания после действия устройства АВР)

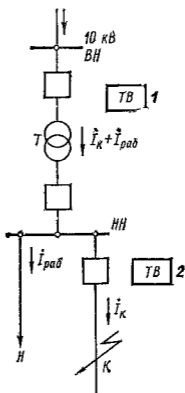


Рис 24 Токораспределение при удаленном КЗ в сети НН (к выбору тока срабатывания максимальной токовой защиты трансформаторов 1 по условию согласования чувствительности с защитами предыдущих элементов 2)

электродвигателей, участвующих в самозапуске, не превышает 50 %, а другая часть нагрузки не имеет пусковых токов (освещение, нагревательные элементы), приняв  $k_{сзп} \approx 2$ , можно определить, что ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформаторов будет равен примерно  $6,5I_{ном тр}$  — при использовании реле типа РТВ, примерно  $4,5I_{ном тр}$  — при использовании реле РТ 40 или РТ 80, примерно  $3,5I_{ном тр}$  — при использовании полупроводниковых (электронных) максимальных реле тока. При меньшей доле асинхронных электродвигателей в составе нагрузки ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора может быть меньше, чем в этом примере, а при нагрузке, в основном состоящей из асинхронных двигателей, может оказаться равным  $6I_{ном тр}$  даже при использовании самых современных электронных реле, обладающих высоким коэффициентом возврата и большой точностью. Необходимость отстройки максимальной токовой защиты трансформаторов от больших токов перегрузочных режимов является принципиальным недостатком этого типа защиты, который снижает возможность осуществления дальнего резервирования. Способы повышения чувствительности максимальных токовых защит рассматриваются в конце этого параграфа.

При расчете токов срабатывания защит с относительной селективностью, к которым относится максимальная токовая защита, «Правила» [1] требуют производить согласование чувствительности. Для согласования чувствительности максимальных токовых защит смежных элементов существует известное правило, согласно которому защита, расположенная ближе к источнику питания (последующая), должна быть менее чувствительна, т. е. иметь больший ток срабатывания, чем защита, расположенная дальше от источника питания (предыдущая). На рис. 24 последующей защитой является защита 1 трансформатора, а предыдущей — защита 2 одной из отходящих линий низшего напряжения. Согласование этих защит необходимо для случаев удаленных КЗ, когда через предыдущую защиту проходит ток КЗ, близкий по значению к ее току срабатывания ( $I_k \approx I_{сз2}$ ). В это же время через последующую защиту 1 проходит ток  $I_k$  и дополнительно рабочий ток  $I_{раб}$ , потребляемый нагрузкой  $N$  неповрежденных линий НН. Для того что-

бы обеспечить несрабатывание последующей защиты **1** в условиях, когда отказывает из-за недостаточной чувствительности предыдущая защита **2**, необходимо согласовать их чувствительность, т. е. выбрать  $I_{с.з1}$  большим, чем сумма токов  $I_{с.з2} + I_{раб}$ . Выбор  $I_{с.з}$  по условию согласования чувствительности производится по выражению

$$I_{с.з1\text{ посл}} \geq k_{н.с} (I_{с.з2\text{ пред}} + I_{раб}), \quad (28)$$

где  $k_{н.с}$  — коэффициент надежности согласования, принимается в пределах 1,1—1,3; другие обозначения — по рис. 24. Арифметическое суммирование значений токов в выражении (28) создает некоторый расчетный запас. Меньшие значения коэффициента надежности согласования принимаются для более точных реле косвенного действия, а большие — для реле прямого действия типа РТВ.

Чувствительность максимальной токовой защиты, так же как и токовой отсечки, оценивается коэффициентом чувствительности по выражению (23). Наименьшее значение тока в реле  $I_{р, мин}$  определяется по минимальному значению первичного тока КЗ за трансформатором (§ 3) с учетом схемы включения токовых реле защиты, вида КЗ и коэффициента трансформации  $n_{т.т}$ . Ток срабатывания реле  $I_{с.р}$  определяется по выражению (22), в которое подставляется наибольшее значение  $I_{с.з}$ , полученное из условий (26) и (27) отстройки от токов самозапуска и перегрузки, а также из условия (28) согласования чувствительности с предыдущими защитами.

Значения коэффициентов чувствительности для всех максимальных токовых защит, и в том числе понижающих трансформаторов, должны быть примерно 1,5 при металлическом КЗ в конце основной зоны действия, т. е. на шинах НН трансформатора, и примерно 1,2 — при КЗ в зонах дальнего резервирования [1]. При КЗ через переходное сопротивление до 15 МОм на шинах 0,4 кВ коэффициент чувствительности в основной зоне должен быть около 1,2.

**Выбор времени срабатывания (уставки по времени) и характеристики максимальной токовой защиты.** Время срабатывания защиты  $t_{с.з}$  выбирается из следующих условий:

обеспечения термической стойкости трансформатора, для чего  $t_{с.з}$  не должно превышать допустимых значений, указанных в § 2;

обеспечения селективности по отношению к защита́м предыдущих и последующих элементов.

По условию селективности для защит с независимыми характеристиками время срабатывания последующей защиты (1 на рис. 24)

$$t_{с.з1 посл} = t_{с.з2 пред} + \Delta t, \quad (29)$$

где  $t_{с.з2 пред}$  — время срабатывания предыдущей защиты 2 (рис. 24);  $\Delta t$  — ступень селективности, значение которой находится в пределах 0,4—0,6 с для современных электромеханических реле времени и 0,3—0,4 с для электронных реле.

Для защит с зависимой характеристикой время срабатывания зависит от тока. Поэтому ступень селективности должна выбираться при определенном значении тока:

при согласовании последующей 1 и предыдущей 2 защит с зависимыми характеристиками — при максимальном значении тока КЗ в начале предыдущего участка (на отходящей линии НН на рис. 25);

при согласовании последующей защиты 1 с независимой характеристикой и предыдущей защиты 2 с зависимой характеристикой — при токе срабатывания последующей защиты  $I_{с.з1 посл}$  (рис. 25, в). Из рис. 25, в видно, что уменьшение времени срабатывания последующей защиты 1 может быть достигнуто путем увеличения ее тока срабатывания (штриховая характеристика  $I'$ ), если это допустимо по условию обеспечения чувствительности защиты.

Выбор и согласование времени срабатывания и характеристик зависимых защит производится путем построения карты селективности (рис. 25, б и в). По оси абсцисс на графике откладываются первичные фазные токи, а по оси ординат — выдержки времени. Токи срабатывания защит, установленных на разных ступенях напряжения (например, ВН и НН), должны быть приведены к одной ступени напряжения с помощью коэффициента трансформации трансформатора (§ 3). Для учета влияния токов нагрузки неповрежденных предыдущих элементов характеристика защиты 2 поврежденного предыдущего элемента должна быть сдвинута вправо на отрезок, равный значению

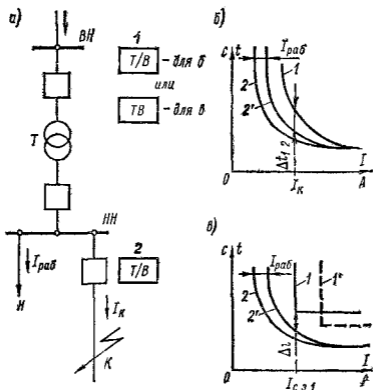


Рис 25 Согласование характеристик максимальных токовых защит последующего 1 и предыдущего 2 элементов а — расчетная схема б и в — карты селективности

суммарного тока нагрузки  $I_{раб}$  (характеристика 2' на рис 25 б и в), после чего ступень селективности  $\Delta t$  выбирается между характеристиками 1 и 2'. Это требование важно выполнять при согласовании защит в зависимой части характеристик. Карта селективностей наглядно показывает, насколько удачно выполнено согласование предыдущих и последующих защит по току и времени срабатывания.

Ступень селективности  $\Delta t$  выбирается в зависимости от типа реле и области согласования. При согласовании характеристик в их зависимой части  $\Delta t \approx 1$  с — для реле РТВ и около 0,7 с — для реле РТ 80, в независимой части — соответственно 0,7 и 0,6 с. Для электронных реле с зависимой характеристикой ступени селективности могут быть значительно меньше ориентировочно  $\Delta t \approx 0,4$  с.

Примеры расчета максимальных токовых и других защит трансформаторов приведены в работе [9].

Расчетная проверка трансформаторов тока ТТ, К трансформаторам тока, используемым для релей-

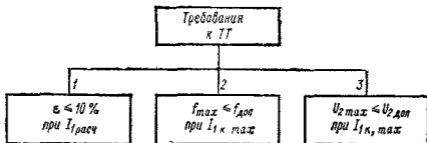


Рис 26 Требования и трансформаторам тока, используемым для релейной защиты

ной защиты предъявляются следующие требования по обеспечению ее надежного функционирования [1]:

1) работа с погрешностью (полной) не более 10 % при расчетных значениях тока, выбираемых в зависимости от типа защиты  $\varepsilon \leq 10\%$  при  $I_{1 \text{ расч}}$ ,

2) работа с погрешностью (токовой) не более максимально допускаемой для выбранного типа реле при максимальных значениях тока КЗ через защиту.  $f_{\text{max}} \leq f_{\text{доп}}$  при  $I_{1 \text{ к max}}$ ,

3) предотвращение опасных перенапряжений во вторичных цепях ТТ и защиты при максимальных значениях тока КЗ  $U_{2 \text{ max}} \leq U_{2 \text{ доп}}$  при  $I_{1 \text{ к max}}$

Сказанное иллюстрируется диаграммой на рис 26. Применительно к максимальным токовым защитам и токовым отсечкам, в том числе и установленным на понижающих трансформаторах 10 кВ, расчетная проверка ТТ производится в следующей последовательности и следующими практическими способами

Проверка на 10 % ную полную погрешность по кривым предельной кратности производится главным образом при проектировании, когда используются специальные типовые кривые предельной кратности  $k_{10} = f(z_n)$ , где  $z_n$  — сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока (реле проводов приборов), при котором полная погрешность ТТ  $\varepsilon = 10\%$  (рис 27, а) Надо отметить, что для правильной, точной работы максимальных токовых защит достаточно обеспечить значение токовой погрешности  $f \leq 10\%$  (напомним, что  $f < \varepsilon$ ) Однако ради единообразия расчетной проверки ТТ для всех типов защит принято выполнять условие  $\varepsilon \leq 10\%$ , для чего и построены единые кривые предельных кратностей  $k_{10} = f(z_n)$ . Это создает расчетный запас для максимальных токовых защит.



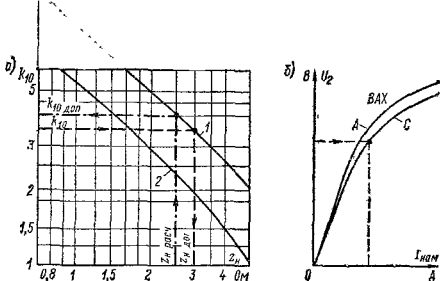


Рис. 27. Расчетная проверка трансформаторов тока на 10 %-ную полную погрешность  $\varepsilon \leq 10\%$  по кривым предельной кратности  $k_{10} = f(z_n)$  — а и по фактическим вольт-амперным характеристикам BAX.  $U_2 = f(I_{\text{нам}})$  — б  
1 — обмотка класса P; 2 — класса 0,5

Значение предельной кратности  $k_{10}$  определяется по выражению

$$k_{10} = I_{1 \text{ расч}} / I_{1 \text{ ном, т. т.}} \quad (30)$$

где  $I_{1 \text{ ном, т. т.}}$  — первичный номинальный ток ТТ;  $I_{1 \text{ расч}}$  — расчетный ток, при котором ТТ должны работать с погрешностью  $\varepsilon \leq 10\%$ ; для максимальных токовых защит с независимой характеристикой и токовых отсеков принимается на 10% большим первичного тока срабатывания, т. е.  $1,1I_{c.з}$  или  $1,1I_{c.о}$ ; для максимальных токовых защит с зависимой характеристикой принимается равным тому значению первичного тока, при котором производится выбор ступени селективности  $\Delta t$ , или, иначе говоря, согласование защитных характеристик (рис. 25, б и в), т. е. в одном случае  $I_{1 \text{ расч}} = 1,1I_{к, \text{тах}}$ , а в другом —  $I_{1 \text{ расч}} = I_{c.з \text{ посл}}$ .

Подбирается нужная кривая предельных кратностей, соответствующая типу, классу точности и коэффициенту трансформации ТТ [9, 12], и по значению  $k_{10}$ , полученному по выражению (30), определяется значение  $z_n$  (рис. 27, а, штриховые линии). При проектировании по значению  $z_n$  выбирается сечение и, следовательно, сопротивление соединительных проводов между ТТ и реле [12]. При наладке и обслуживании релейной защиты фактическое значение сопротивле-

ния нагрузки (проводов, реле) измеряется в соответствии с «Инструкцией по проверке трансформаторов тока» [13] с целью получения значений  $z_{н.ф}$  для каждой фазы, где установлены ТТ, и для обратного или нулевого провода схемы соединения ТТ. Для типовой схемы «неполная звезда», применяемой для защиты элементов 10 кВ (например, на рис. 20), определяется  $z_{н.ф.А}$ ,  $z_{н.ф.С}$  и  $z_{н.ф.О}$ . Далее необходимо определить расчетом наибольшее значение  $z_{н.ф.р}$  для ТТ максимальной токовой защиты, которое соответствует двухфазному КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  [9]:  $z_{н.ф.р} = 3r_{пр} + 3z_p + r_{пер} \approx \approx 3z_{н.ф.А}$ . Если  $z_{н.ф.р} \leq z_{н.ф}$ , то полная погрешность ТТ будет  $\varepsilon \leq 10\%$ , что и требуется для правильного функционирования всех типов защиты. Исключение делается лишь для некоторых схем защиты на переменном оперативном токе, т. е. допускается токовая погрешность  $f > 10\%$  для ТТ, на которые включены реле прямого действия, а также для ТТ в схемах с дешунтированием ЭО, но только в режиме после их дешунтирования. Особенности этих схем рассмотрены далее.

Проверка на 10%-ную погрешность по вольт-амперным характеристикам ТТ  $U_2 = f(I_{нам})$ . После снятия вольт-амперных характеристик ТТ (в соответствии с требованиями «Инструкции» [13]) производится еще одна проверка ТТ на выполнение первого условия —  $\varepsilon \leq 10\%$  (рис. 26). Для этого определяется расчетное напряжение (в вольтах) на зажимах вторичной обмотки ТТ по выражению

$$U_{2\text{ расч}} = I_{2\text{ расч}} (z_{н.ф.р} + z_{2\text{ т.т}}), \quad (31)$$

где  $I_{2\text{ расч}} = I_{1\text{ расч}}/n_{т.т}$  — вторичное значение расчетного тока, при котором ТТ должны работать с погрешностью  $\varepsilon \leq 10\%$  (см. выше), А;  $n_{т.т}$  — коэффициент трансформации трансформаторов тока;  $z_{н.ф.р}$  — фактическая расчетная нагрузка ТТ (см. выше), Ом;  $z_{2\text{ т.т}}$  — полное сопротивление вторичной обмотки ТТ, Ом, определяется по справочным данным индуктивной и активной составляющих этого сопротивления [9, 12]:

$$z_{2\text{ т.т}} = \sqrt{x_{2\text{ т.т}}^2 + r_{2\text{ т.т}}^2}. \quad (32)$$

По вольт-амперной характеристике ВАХ трансформатора тока одной из фаз — А или С (той, которая

идет ниже, рис. 27, б), определяется значение тока намагничивания  $I_{\text{нам}}$ , соответствующего значению  $U_{2 \text{ расч}}$ , полученному по выражению (31).

Полная погрешность ТТ (в процентах) определяется по выражению

$$\varepsilon = I_{\text{нам}} \cdot 100 / I_{2 \text{ расч}} \quad (33)$$

Проверка с помощью ВАХ позволяет установить не только выполнение требования  $\varepsilon \leq 10\%$ , но и определить расчетный запас на будущее, когда может потребоваться увеличение сопротивления нагрузки  $Z_{\text{н ф р}}$  (включение дополнительных реле) или увеличение значения тока  $I_{1 \text{ расч}}$  и, следовательно, увеличение  $U_{2 \text{ расч}}$  по выражению (31). Если расчетная точка располагается на восходящей прямолинейной части ВАХ (рис. 27, б), то расчетный запас обеспечен.

Проверка надежной работы реле при максимальном значении тока КЗ. Выполнение второго требования к ТТ (рис. 26) —  $f_{\text{max}} \leq f_{\text{доп}}$  обеспечивает надежное замыкание контактов электромеханических максимальных реле тока при искаженной форме кривой вторичного тока ТТ (форме, отличной от синусоиды). Искажение формы вторичного тока прямо связано с токовой погрешностью ТТ: чем больше токовая погрешность, тем больше искажается форма вторичного тока. Для снятых с производства максимальных реле тока ЭТ-520 значение  $f_{\text{доп}} = 13\%$ , для реле типа РТ-40, выпущенных до 1969 г.,  $f_{\text{доп}} = 40\%$ , а для модернизированных реле РТ-40, выпущенных после 1969 г. (см. выше),  $f_{\text{доп}} = 50\%$ . Для сравнения укажем, что у современных электронных реле типа РСТ-11—РСТ-13 значение  $f_{\text{доп}}$  гораздо выше — примерно  $80\%$  [14]. Для индукционных реле типа РТ-80 (и ранее выпускавшихся ИТ-80) значение  $f_{\text{доп}} = 50\%$  (из условия точной работы индукционного элемента) [12].

Максимальное значение токовой погрешности  $f_{\text{max}}$  определяется при максимальном значении тока при КЗ в месте установки защиты  $I_{1 \text{ к, max}}$ . По этому току определяется максимальная кратность для принятого ТТ с первичным номинальным током  $I_{1 \text{ ном, т. т.}}$ :

$$k_{\text{max}} = I_{1 \text{ к, max}} / I_{1 \text{ ном, т. т.}} \quad (34)$$

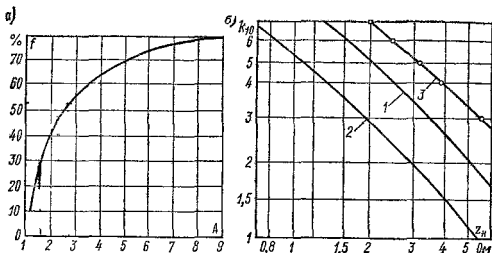


Рис 28 К расчетной проверке надежности работы максимальных реле тока. а — зависимость  $A = \psi(f)$  [12], б — построение суммарной кривой предельных кратностей (3) и определение значения допустимой предельной кратности  $k_{10 \text{ доп}}$  сум при последовательном включении двух вторичных обмоток трансформатора тока

Для определения  $f_{\text{max}}$  используется зависимость  $A = \psi(f)$ , приведенная на рис. 28, а [12]. Коэффициент  $A$  определяется по выражению

$$A = k_{\text{max}}/k_{10 \text{ доп}}, \quad (35)$$

где  $k_{\text{max}}$  — из выражения (34);  $k_{10 \text{ доп}}$  — предельная кратность, соответствующая значению фактической расчетной нагрузки ТТ  $Z_n \text{ ф р}$  (см. выше), определяется по кривой предельных кратностей ТТ данного типа, класса и коэффициента трансформации (рис. 27, а, штрихпунктирные линии).

Определяется по зависимости  $A = \psi(f)$  на рис. 28, а значение  $f_{\text{max}}$ , соответствующее значению  $A$ , полученному по выражению (35). Если  $f_{\text{max}} \leq f_{\text{доп}}$ , то второе требование к ТТ выполнено.

В связи с непрерывным ростом энергетических мощностей (ввод в работу мощных электростанций, линий высокого и сверхвысокого напряжения, установка мощных автотрансформаторов, замена менее мощных трансформаторов на более мощные, включение высоковольтных электродвигателей) в электрических установках всех классов напряжения происходит увеличение уровней токов КЗ, а следовательно, увеличение значений  $k_{\text{max}}$  для трансформаторов тока.

Поэтому в директивных материалах Минэнерго СССР [5] обращается внимание на необходимость периодических проверок выполнения рассмотренного второго требования к ТТ  $f_{\max} \leq f_{\text{доп}}$ . Если это требование не выполняется, необходимо либо произвести замену реле (на такие, у которых выше значение  $f_{\text{доп}}$ ), либо уменьшить значение  $f_{\max}$ .

Уменьшение значения токовой погрешности  $f_{\max}$  может быть достигнуто уменьшением значения  $z_{\text{н ф р}}$  (например, путем увеличения сечения соединительных проводов между ТТ и реле), увеличением значения  $I_{1 \text{ ном т т}}$  (например, заменой ТТ с  $n_{\text{т т}} = 100/5$  на ТТ с  $n_{\text{т т}} = 200/5$ , что уменьшит значения кратности  $k_{\max}$  и коэффициента  $A$  в два раза и существенно снизит значение токовой погрешности), последовательным включением двух вторичных обмоток ТТ.

В электроустановках 10 кВ, где в основном применяются ТТ с двумя вторичными обмотками классов 0,5 и Р, последовательное включение этих обмоток применяется достаточно часто. Это допускается «Правилами» [1], если обеспечивается надежная работа реле защиты и точная работа измерительных приборов. Для оценки целесообразности такого включения необходимо построить так называемую суммарную кривую предельных кратностей (кривая 3 на рис 28, б). Эта кривая строится путем арифметического суммирования значений  $z_{\text{н}}$ , найденных по кривым предельных кратностей 1 и 2 для нескольких произвольных значений кратности  $k_{10}$ . По суммарной кривой предельных кратностей 3 определяется значение  $k_{10 \text{ доп сум}}$ , соответствующее значению сопротивления  $z_{\text{н ф р}}$ . Значение  $k_{10 \text{ доп сум}}$  всегда будет больше, чем  $k_{10 \text{ доп}}$  (при использовании только одной вторичной обмотки ТТ). Следовательно, значение  $A$  по выражению (35) будет меньше, что приведет к снижению токовой погрешности  $f$  (рис 28, а).

**Предотвращение опасных перенапряжений во вторичных цепях ТТ и защиты при максимальных значениях тока КЗ.** Третье требование к ТТ  $U_{2 \text{ max}} \leq U_{2 \text{ доп}}$  для ТТ с вторичным номинальным током  $I_{2 \text{ ном}} = 5 \text{ А}$ , как правило, выполняется. Значение  $U_{2 \text{ max}}$  (в вольтах) определяется по выражению

$$U_{2 \text{ max}} = \sqrt{2} k_y k_{\text{max}} I_{2 \text{ ном}} z_{\text{н ф р}}, \quad (36)$$

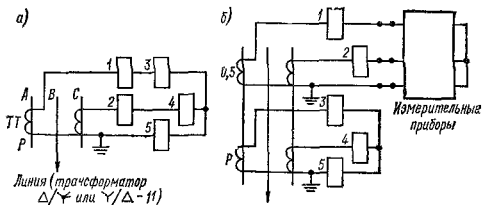


Рис 29 Схемы включения максимальных реле тока прямого действия типа РТМ (отсечка) и РТВ (защита) на одну и ту же обмотку трансформаторов тока класса Р (а) и классов Р и 0,5 (б)

где  $k_y$  — ударный коэффициент, учитывающий влияние аperiodической составляющей тока КЗ (с 1978 г. не применяется в связи с малой вероятностью ее возникновения),  $k_{max}$  — максимальная кратность тока КЗ, определяется по выражению (34),  $z_{нфр}$  — фактическое расчетное сопротивление нагрузки ТТ (см выше), Ом,  $I_{2ном}$  — номинальный вторичный ток ТТ, равен 5 А для ТТ, применяемых в электроустановках напряжением 10 кВ и 0,4 кВ,  $\sqrt{2}$  увеличивает действующее значение тока КЗ до амплитудного

Значение  $U_{2 доп} = \sqrt{2} U_{2 доп пр}$ , где  $U_{2 доп пр}$  — допустимое по «Правилам» [1] значение напряжения во вторичных цепях ТТ и защиты, принято равным 1000 В  $\sqrt{2}$  — то же, что в выражении (36)

Схема максимальной токовой защиты и токовой отсечки на реле прямого действия типа РТВ и РТМ. Типовая схема включения реле для защиты трансформатора 10 кВ со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  (или  $\Upsilon/\Delta$ ) и блока линия — трансформатор такой же схемой соединения обмоток приведена на рис 29 а Реле 1 и 2 типа РТМ мгновенного действия осуществляют токовую отсечку, реле 3—5 — максимальную токовую защиту с зависимой характеристикой (рис 20, 21)

Выбор параметров срабатывания производится по выражениям (21)—(29), проверка трансформаторов тока — по (30)—(36) Для ТТ, на которые включены реле прямого действия, допускаются погрешности более 10 %, если нельзя обеспечить  $f \leq 10 \%$ .

При токовых погрешностях ТТ  $f > 10\%$  проверка чувствительности защиты и отсечки должна производиться с учетом действительного расчетного значения токовой погрешности по общему выражению (по вторичным значениям токов)

$$k_{\text{ч} \text{ р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р} \text{ min}}^{(2)} (1 - f/100)}{I_{\text{с} \text{ р}}}, \quad (37)$$

а для схемы соединения ТТ в неполную звезду (рис 29) для *трехрелейной* максимальной токовой защиты — по выражению (по *первичным* значениям токов)

$$k_{\text{ч} \text{ з}}^{(2)} = k_{\text{ч} \text{ з}}^{(3)} = \frac{I_{\text{к} \text{ min}}^{(3)} (1 - f/100)}{I_{\text{с} \text{ з}}}, \quad (37\text{а})$$

где  $I_{\text{к} \text{ min}}^{(3)}$  — минимальное значение тока через защищаемый трансформатор при трехфазном КЗ на стороне НН,  $I_{\text{с} \text{ з}}$  — ток срабатывания максимальной токовой защиты,  $f$  — фактическое расчетное значение токовой погрешности ТТ при токе срабатывания токовой отсечки при совместном включении реле РТМ и РТВ (рис 29, а), %

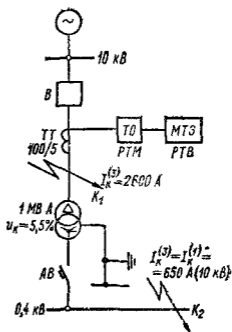
Для проверки чувствительности токовой отсечки трансформатора, выполненной по рис 29, выражение (37) имеет несколько иной вид

$$k_{\text{ч} \text{ о}}^{(2)} = \frac{0,86 I_{\text{к} \text{ min}}^{(3)} (1 - f/100)}{I_{\text{с} \text{ о}}}, \quad (37\text{б})$$

где  $I_{\text{с} \text{ о}}$  — ток срабатывания токовой отсечки.

При совместном включении реле РТМ и РТВ на одну и ту же обмотку ТТ (обычно класса Р, рис 29, а) погрешность ТТ определяется при расчетном токе  $I_{\text{р} \text{ расч}}$ , равном току срабатывания токовой отсечки  $I_{\text{с} \text{ о}}$ , который обычно намного больше, чем ток срабатывания максимальной токовой защиты. В результате значение предельной кратности  $k_{10}$  по выражению (30) оказывается весьма большим, а значение  $z_{\text{н}}$ , определяемое по кривой предельных кратностей (рис 27, а), — небольшим. А фактическое расчетное сопротивление нагрузки  $z_{\text{н} \text{ ф} \text{ р}}$  за счет сопротивления реле РТВ (около 1 Ом) оказывается весьма значительным и, как правило, больше допустимого значения  $z_{\text{н}}$ . В результате и полная, и токовая погрешности

Рис 30 К примеру определения чувствительности релейной защиты трансформатора с реле прямого действия РТМ (токовая отсечка ТО) и РТВ (максимальная токовая защита МТЗ) с учетом действительной токовой погрешности ТТ (значения токов приведены к напряжению 10 кВ)



ТТ могут быть значительно больше 10%. Рассмотрим на примере защиты трансформатора мощностью 1 МВ А порядок определения чувствительности его релейной защиты с учетом действительных значений токовой погрешности ТТ на стороне 10 кВ

Вначале принимается типовая схема с совместным включением реле РТМ и РТВ на одну обмотку класса Р трансформаторов тока 10 кВ типа ТПЛ (рис 29, а). Значения токов КЗ приведены на расчетной схеме (рис 30). Токи срабатывания выбраны по выражениям (21)–(29) следующими для максимальной токовой защиты  $I_{сз} = 200$  А (примерно 350% номинального тока трансформатора), а токовой отсечки  $I_{сo} = 1000$  А. Коэффициент трансформации трансформаторов тока  $n_{тт} = 100/5 = 20$ .

Проверка на 10% ную полную погрешность производится по рассмотренной выше методике с помощью кривой предельных кратностей  $k_{10} = f(z_n)$  на рис 27, а. Предельная кратность определяется по выражению (30)  $k_{10} = 1,1 I_{сo}/I_{1номтт} = 1,1 1000/100 = 11$ . Этому значению  $k_{10}$  соответствует  $z_n = 0,8$  Ом, при котором  $\varepsilon = 10\%$ , а токовая погрешность  $f$  несколько менее 10%.

Рассчитывается фактическое сопротивление нагрузки на ТТ при двухфазном КЗ на выводах 10 кВ защищаемого трансформатора, т. е. в зоне действия отсечки, по выражению [9]  $z_{нфр} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + 2z_{РТВ} + r_{пер}$ , где  $r_{пр}$  — сопротивление проводов от ТТ до реле, при выполнении защиты в КРУ 10 кВ оно невелико, не более 0,05 Ом,  $r_{пер}$  — сопротивление переходных контактов, рекомендуемое значение от



0,05 до 0,1 Ом;  $z_{PTM}$  и  $z_{PTB}$  — сопротивления реле РТМ и РТВ, о значении которых следует сказать подробнее.

Сопротивление реле РТМ при уставке тока срабатывания  $I_{с.р} = 1000/20 = 50$  А будет  $z_{PTM} = 0,8S/I_{с.р}^2 = 0,8 \cdot 345/50^2 = 0,11$  Ом, где  $S$  — потребляемая мощность реле РТМ при втянутом якоре и токе срабатывания, В·А (по каталогу завода-изготовителя). Коэффициент 0,8 учитывает, что расцепление механизма привода выключателя при срабатывании реле РТМ происходит несколько раньше, чем якорь реле полностью втянется, дойдет до упора и сопротивление реле станет равным значению, указанному в заводском каталоге для втянутого положения якоря [12].

Сопротивление реле РТВ при токе срабатывания  $I_{с.р} = 200/20 = 10$  А будет  $z_{PTB} = 113/10^2 = 1,13$  Ом, где  $S$  — потребляемая мощность реле при токе срабатывания 10 А и втянутом якоре (по каталогу завода-изготовителя). Сопротивление реле РТВ рассчитывается для *втянутого* положения якоря, если ток срабатывания последовательно включенного реле РТМ превышает ток срабатывания реле РТВ примерно в 2 раза — для реле РТВІ—РТВІІІ и в 3—4 раза — для реле РТВІV—РТВVІ. В этих случаях якоря (сердечники) обоих реле при срабатывании реле втягиваются одновременно и быстро: это занимает около 0,02 с [15]. Но с учетом снижения сопротивления реле при больших токах можно принять в проводимом расчете  $z_{PTB} = 0,8 \cdot 1,13 = 0,9$  Ом. Это объясняется тем, что сопротивление реле РТВ с током срабатывания 10 А при больших токах снижается: при токе 20 А — до 0,95 Ом, при 25 А — до 0,9 Ом, при 30 А — до 0,8 Ом.

Суммарное значение  $z_{н.ф.р} = 0,1 + 0,11 + 2 \cdot 0,9 + 0,05 = 2,06$  Ом, что значительно больше, чем допустимое  $z_{н} = 0,8$  Ом, и, следовательно, погрешность трансформатора тока больше 10 %.

Определяется чувствительность отсечки с учетом действительной погрешности трансформаторов тока по выражению (37а). Погрешность трансформаторов тока  $f$  определяется по рассмотренной выше методике при максимальном токе КЗ  $I_{к, \max} = k_q I_{с.о.}$  При  $k_q = 2$  для токовой отсечки трансформаторов [1]  $I_{к, \max} = 2 \cdot 1000 = 2000$  А; максимальная кратность тока  $k_{\max} = 2000/100 = 20$ . Допустимое значение пре-

дельной кратности  $k_{10 \text{ доп}} = 5$  при определенном выше значении  $z_{н. ф. р} = 2,06 \text{ Ом}$  (рис. 27, а). Коэффициент  $A = 20/5 = 4$ , а погрешность  $f = 63 \%$  (рис. 28, а). При токе, равном 2600 А, трехфазного КЗ на выводах ВН трансформатора коэффициент чувствительности для токовой отсечки определяется по выражению (376)

$$k_{ч}^{(2)} = 0,86 \cdot 2600 (1 - 0,63)/1000 = 0,8,$$

т. е. отсечка не сможет сработать из-за большой погрешности ТТ. Кроме этого, при  $f \gg 10 \%$  реле РТВ максимальной токовой защиты будут работать медленнее, чем при 10 %-ной погрешности ТТ, так как их время срабатывания зависит от проходящего в реле тока, а оно будет тем меньше, чем больше токовая погрешность ТТ. При вынужденном допущении, что  $f > 10 \%$ , необходимо определять время срабатывания реле РТВ с учетом действительной токовой погрешности ТТ, а это вызовет увеличение времени срабатывания последующей защиты (рис. 21).

Поэтому для повышения чувствительности токовой отсечки и для уменьшения времени работы максимальной токовой защиты трансформатора и защит последующих элементов лучше всего обеспечить работу ТТ на трансформаторе 10 кВ с погрешностью не более 10 %. Как один из способов уменьшения погрешности ТТ может быть рассмотрена возможность использования схемы защиты (рис. 29, б), где выполнено раздельное включение реле токовой отсечки РТМ и измерительных приборов на обмотку класса 0,5, а реле РТВ — на обмотку класса Р одних и тех же трансформаторов тока.

Рассмотрим возможность выполнения требований «Правил» [1] для условий этого же примера. Проверятся на 10 %-ную погрешность трансформаторы тока класса 0,5 при токе срабатывания отсечки, имеющие следующие параметры:  $k_{10} = 1,1 \cdot 1000/100 = 11$ ;  $z_{н. доп} = 0,35 \text{ Ом}$  (рис. 27, а);  $z_{н. ф. р} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + z_{н. п} + r_{пер} = 0,1 + 0,11 + 0,07 + 0,05 = 0,33 \text{ Ом}$ , где  $z_{н. п}$  — сумма сопротивлений амперметра (0,03 Ом) и двух электрических счетчиков (сопротивление каждого 0,02 Ом). Таким образом,  $z_{н. ф. р} < z_{н. доп}$ , погрешность  $f < 10 \%$ , и коэффициент чувствительности отсечки будет около 2, что соответствует «Правилам» [1].

Сопrotивление нагрузки на эти же трансформаторы тока в нормальном *симметричном* режиме рассчитывается с учетом того, что якорь реле РТМ находится в нижнем положении и сопротивление реле равно 0,057 Ом. Суммарное сопротивление нагрузки определяется по выражению [9]  $z_{н. ф. р} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + z_{н. п} + r_{пер} = 0,1 + 0,057 + 0,07 + 0,05 = 0,28$  Ом, что меньше, чем допускается ( $z_{ном} = 0,4$  Ом) для этих трансформаторов тока из условия работы с нормируемой погрешностью [12]. Следовательно, включение реле РТМ и измерительных приборов на обмотку класса 0,5 может быть допущено, причем счетчики могут использоваться для расчетного учета электрической энергии. В тех случаях, когда счетчики используются только для технического учета, могут допускаться сопротивления нагрузки, большие, чем указанное сопротивление  $z_{ном}$  [1].

Для обмотки класса Р проверка на 10 %-ную погрешность производится при токе перехода характеристики срабатывания реле РТВ1 в независимую часть [9, 12]:  $k_{10} = 1,1 \cdot 1,6 \cdot 200/100 = 3,5$ . Допустимое значение сопротивления нагрузки при этом равно 3 Ом. Рассчитывается наибольшее сопротивление нагрузки на трансформаторы тока при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  или  $\Upsilon/\Delta$ -11 по выражению [9] для *трехрелейной* схемы максимальной токовой защиты с реле РТВ1 (рис. 29, б):  $z_{н. ф. р} = 3r_{пр} + 3z_{РТВ} + r_{пер} = 0,15 + 3 \cdot 0,9 + 0,1 = 2,95$  Ом, что примерно равно допустимому значению сопротивления нагрузки (3 Ом), при котором полная погрешность трансформаторов тока  $\varepsilon = 10\%$ , а токовая погрешность  $f$  несколько меньше 10 %.

Другими способами повышения чувствительности защиты на реле прямого действия являются: замена ТТ на более мощные (с большими допустимыми значениями  $z_n$  или с более высокими коэффициентами трансформации  $n_{т. т}$ ); последовательное включение двух обмоток ТТ (см. рис. 28, б); переход на реле косвенного действия, например РТ-85 (см. далее). Лучший из способов выбирается путем сравнения технико-экономического расчета вариантов.

Схемы максимальной токовой защиты и токовой отсечки на реле РТ-80. В реле этого типа, как уже указывалось выше, имеются индукционный элемент,

осуществляющий максимальную токовую защиту с зависимой характеристикой, и электромагнитный элемент, называемый отсечкой, действующей без выдержки времени при токе, равном или большем тока срабатывания  $I_{с.о}$  (рис. 21). При использовании всех реле серии РТ-80 погрешность ТТ не должна превышать 50 % при таких значениях тока КЗ, когда важна точная работа индукционного элемента, чтобы обеспечить селективность между смежными защитами (рис. 25).

Схема максимальной токовой защиты с реле РТ-81 на *постоянном* оперативном токе приведена на рис. 31, а и б (реле 1—3). Схемы с реле РТ-85 на переменном оперативном токе показаны на рис. 31, в и г и отличаются количеством реле. Схема на рис. 31, в применяется для защиты трансформаторов 10 кВ со схемой соединения обмоток  $\Upsilon/\Upsilon$ . При использовании ее для защиты трансформаторов  $\Delta/\Upsilon$  или  $\Upsilon/\Delta$  чувствительность к двухфазным КЗ оказывается в 2 раза ниже, чем при трехфазных КЗ за трансформатором (рис. 2). Установка третьего реле РТ-85 обеспечивает равенство коэффициентов чувствительности при этих видах КЗ. При отсутствии в приводе выключателя третьего электромагнита отключения ( $\mathcal{E}O_3$  на рис. 31, г) можно после небольшого изменения схемы внутренних соединений в одном из реле РТ-85 применить схему защиты с тремя реле РТ-85, но с двумя  $\mathcal{E}O$  в приводе выключателя (рис. 31, д). Катушка реле 3 включается в обратный провод схемы неполной звезды ТТ, замыкающий контакт 2, включается параллельно с аналогичным замыкающим контактом 2 реле 1, а размыкающий контакт 1 — последовательно с аналогичным контактом 1 реле 1. Таким образом, реле 1 и 3 при срабатывании вместе или по отдельности производят дешунтирование одного и того же  $\mathcal{E}O_1$ . Следовательно, при всех видах двухфазных КЗ за трансформаторами со схемами соединений  $\Delta/\Upsilon$  и  $\Upsilon/\Delta$  в одном из реле проходит ток, равный по значению току при трехфазном КЗ. Но при определении чувствительности  $\mathcal{E}O$  придется принимать только *половину* тока трехфазного КЗ, что является недостатком этой схемы по сравнению со схемой на рис. 31, г.

Для схем защиты с дешунтированием  $\mathcal{E}O$  «Провила» [1] требуют, чтобы погрешность ТТ до дешун-

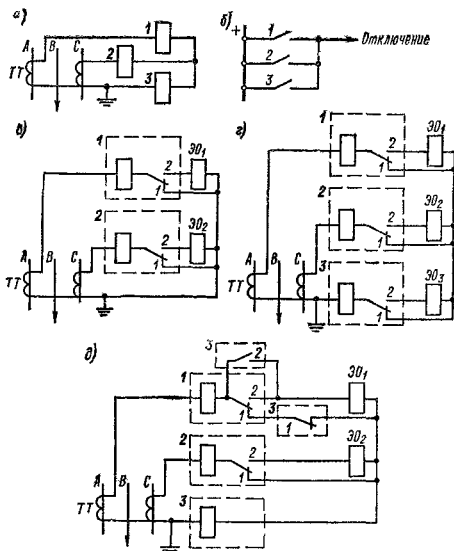


Рис 31 Схемы максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой с реле типа РТ 81 выполненные на постоянном оперативном токе (а и б) и на переменном оперативном токе с дешунтированием электромагнитов отключения ЭО (в—г)

тирования (рис 16, а) не превышала 10 %, т е.  $\varepsilon \leq 10\%$  После дешунтирования (рис 16, б) допускается погрешность более 10 % Если расчет показывает, что после дешунтирования ЭО погрешность ТТ превышает 10 % (это можно определить по соответствующей кривой предельной кратности, как показано выше), необходимо проверить, что, несмотря на увеличение погрешности  $i > 10\%$  и, следовательно, уменьшение тока в реле, сработавшее реле РТ 85 не возвратится в исходное положение и, кроме того, будет обеспечено надежное срабатывание ЭО с требуе-

мым коэффициентом чувствительности. Для этих проверок необходимо рассчитать действительное значение токовой погрешности  $f$ , используя зависимость на рис 28, а

В невозможности возврата сработавшего реле типа РТ 85 из за возросшей токовой погрешности ТТ можно убедиться по коэффициенту чувствительности реле защиты в режиме после дешунтирования ЭО, который определяется по следующему выражению (для схемы соединения ТТ в неполную звезду):

$$k_{ч\ p} = \frac{I_{к\ min} (1 - f/100)}{n_{т\ \tau} k_{в} I_{с\ p}} \geq k_{ч\ пр}, \quad (38)$$

где  $I_{к\ min}$  — минимальное значение первичного тока при расчетном виде КЗ (выбирается в зависимости от схемы соединения обмоток защищаемого трансформатора и числа реле в схеме его защиты по рис 31), А,  $I_{с\ p}$  — ток срабатывания реле, определяется по выражению (22), А,  $n_{т\ \tau}$  — коэффициент трансформации ТТ,  $f$  — расчетное значение действительной токовой погрешности ТТ при токе срабатывания отсечки  $I_{с\ o}$  трансформатора, определяемое по зависимости на рис 28, а, %,  $k_{в}$  — коэффициент возврата реле, для электромагнитного элемента реле РТ 80 имеет значение, не превышающее 0,2—0,3,  $k_{ч\ p}$  и  $k_{ч\ пр}$  — коэффициенты чувствительности для реле, определенные в «Правилах» [1]

Низкий коэффициент возврата реле РТ 85 играет в данном режиме положительную роль, «удерживая» реле в сработавшем состоянии, несмотря на увеличение погрешности ТТ вплоть до максимально возможной 80 % (рис 28, а), и значение коэффициента чувствительности реле защиты до и после дешунтирования практически не изменяется. Однако при использовании для дешунтирования ЭО полупроводниковых устройств, имеющих очень высокий, близкий к 1, коэффициент возврата возможно существенное снижение коэффициента чувствительности реле защиты после дешунтирования ЭО и, как следствие, неустойчивая работа дешунтирующего устройства.

Значения требуемых коэффициентов чувствительности  $k_{ч\ пр}$  примерно 1,5 — для максимальной токовой защиты и около 2 — для токовой отсечки трансформатора [1].

Чувствительность ЭО определяется по выражению, аналогичному уравнению (38), но без учета коэффициента возврата:

$$k_{ч, э. о} = \frac{J_{к, мин} (1 - f/100)}{n_{т. т} I_{с, э. о}} \geq k_{ч. пр.} \quad (39)$$

где  $I_{с, э. о}$  — ток срабатывания электромагнита отключения, практически применяются ЭО с токами срабатывания 5 или 3,5 А; остальные обозначения те же, что в выражении (38). Для ЭО требуется значение  $k_{ч. пр.}$ , в 1,2 раза большее, чем для соответствующей защиты, например 2,4 при наличии на трансформаторе токовой отсечки. Надо отметить, что при такой, *раздельной*, проверке чувствительности для реле и для ЭО защиты не требуется согласования их токов срабатывания, как это требовалось в 1950—70-х годах, т. е. ток срабатывания дешунтирующего реле может выбираться большим или меньшим, чем ток срабатывания дешунтируемого ЭО. Но зато при согласовании чувствительности защит по выражению (28) током срабатывания предыдущей защиты следует считать больший из токов срабатывания: реле или ЭО, приведенный к первичной стороне ТТ. Практически очень редко ток срабатывания реле максимальной защиты трансформатора может оказаться меньше, чем ток срабатывания ЭО.

Для расчетной схемы, приведенной на рис. 30, и схемы защиты на рис. 31, д произведем проверку чувствительности реле и ЭО по выражениям (38) и (39). Определяется значение фактического расчетного сопротивления нагрузки ТТ при двухфазном КЗ на выводах трансформатора (точка  $K_1$ ):  $z_{н. ф. р} = 2r_{пр} + 2z_{РТГ} + z_{э. о} + r_{пер} = 0,1 + 0,2 + 2 + 0,1 = 2,5$  Ом, где определяющим является сопротивление дешунтируемого реле РТМ, выполняющего роль ЭО (примерно 2 Ом при токе срабатывания реле 5 А по данным завода-изготовителя). Значению  $z_{н. ф. р} = 2,5$  Ом соответствует  $k_{10 доп} = 4$  (рис. 27, а). Максимальная кратность определяется с помощью выражения (34) по току срабатывания отсечки  $I_{с. о} = 1000$  А, умноженному на минимально допустимый коэффициент чувствительности, равный 1,8 (вместо требуемого значения 2):  $k_{max} = 1,8 \cdot 1000/100 = 18$ . Для значения  $A = 18/4 = 4,5$  по зависимости  $A = \psi(f)$ , приведенной на рис. 28, а, находим, что  $f = 68\%$ . По выражению

(38) видно, что благодаря значению коэффициента возврата реле РТ-85  $k_n = 0,3$  чувствительность отсечки после дешунтирования не изменяется и реле не возвратится в исходное положение:

$$k_{ч.р} = \frac{0,86 \cdot 2600 (1 - 0,68)}{20 \cdot 0,3 \cdot 50} \approx 2 \approx k_{ч.пр},$$

где  $I_{с.р} = 1000/20 = 50$  А при  $n_{т.т} = 100/5 = 20$ .

Для проверки чувствительности ЭО по выражению (39) значение токовой погрешности  $f$  должно определяться при токе срабатывания ЭО, умноженном на требуемый коэффициент чувствительности, который не может быть более 2,4. Ток срабатывания ЭО не бывает более 5 А, и, таким образом, предельная кратность  $k_{10}$  по выражению, аналогичному (30), не превышает значения  $k_{10} = 1,1 \cdot 2,4 \cdot 5/5 = 2,6$ , где цифра «5» в знаменателе соответствует вторичному номинальному току ТТ. При значениях  $k_{10} = 2,6$  допустимая нагрузка ТТ класса Р превышает 3 Ом (рис. 27, а), что больше возможных значений фактической расчетной нагрузки  $z_{н.ф.р}$  (в этом примере 2,5 Ом). При таком соотношении сопротивлений полная погрешность ТТ  $\varepsilon < 10\%$  (и  $f < 10\%$ ). Следовательно, чувствительность ЭО по выражению (39) можно определять без учета погрешности ТТ:

$$k_{ч.в.о} = \frac{0,86 \cdot 2600}{20 \cdot 5} = 22 \gg k_{ч.пр}.$$

Но такой высокий коэффициент чувствительности характерен только при КЗ на выводах 10 кВ трансформатора. Для этой же схемы защиты (рис. 31, д), где установлены только два ЭО, при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  или  $\Upsilon/\Delta$ -II коэффициент чувствительности ЭО оказывается значительно меньше:

$$k_{ч.в.о} = \frac{0,5 \cdot 650}{20 \cdot 5} = 3,25,$$

но больше, чем требуют «Правила» [1].

При двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  или  $\Upsilon/\Delta$ -II сопротивление нагрузки на ТТ возрастает [9]:  $z_{н.ф.р} = 3r_{пр} + 3z_{рт} + z_{э.о} + r_{пер}$  (для схемы защиты на рис. 31, д). Но, учитывая небольшие значения сопротивлений реле



РТ 85 ( $z_{PT}$ ) и проводов ( $r_{пр}$ ), это увеличение невелико по сравнению с сопротивлением при двухфазном КЗ в месте установки защиты (оно было рассчитано выше — 2,5 Ом). Поэтому и при КЗ за трансформатором надежная работа схемы с тремя реле типа РТ 85 и двумя ЭО (рис 31, д) обеспечивается. Если использовать схему с тремя реле РТ 85 и тремя ЭО (рис 31, е), то сопротивление нагрузки ТТ будет примерно в три раза выше за счет утроенного значения сопротивления ЭО ( $3z_{ЭО}$ ), т. е. более 7 Ом, и токовая погрешность ТТ существенно возрастет.

Для схем защиты с дешунтированием ЭО необходимо также проверять выполнение условия (20). В данном примере (рис 30)  $I_{2к} = 2600 \cdot 1/20 = 130 \text{ А} < 150 \text{ А}$ . Поскольку запас невелик, определим значение  $I'_{2к}$  с учетом действительной токовой погрешности ТТ в данной схеме по выражению.

$$I'_{2к} = \frac{I_{к, \max} [1 - f / (k_3 - 100)]}{n_{ТТ}}, \quad (40)$$

где  $k_3$  — коэффициент запаса, принимается примерно равным 1,2,  $f$  — токовая погрешность ТТ, в данном случае определяемая для режима до дешунтирования ЭО, поскольку задается допустимое значение тока, переключаемого контактами реле с целью дешунтирования ЭО, %

До дешунтирования  $z_{кфр} = 0,3 \text{ Ом}$  (сопротивления проводов, реле РТ 85 и переходных контактов) и  $k_{10 \text{ доп}} = 18$  (рис 27, а). Значение  $k_{\max} = 2600/100 = 26$ , коэффициент  $A = 26/18 = 1,4$ , погрешность  $f \approx 30 \%$  (рис 28, а). Тогда по выражению (40) ток  $I'_{2к} \approx 100 \text{ А}$ , что значительно меньше допустимого.

Одновременно этот расчет показывает, что при максимально возможном токе КЗ (2600 А) индукционный элемент реле РТ 85 смог бы работать точно, поскольку  $f_{\max} = 30 \% < f_{\text{доп}} = 50 \%$  для этого типа реле. Такой случай возможен, если по ошибке будет установлен большой ток срабатывания токовой отсечки в реле РТ 80.

Таким образом, выполненный пример расчета надежности и чувствительности схемы защиты с тремя реле типа РТ 85 и двумя ЭО показывает, что эта схема может быть использована при заданных условиях.

**Схемы максимальной токовой защиты с независимой характеристикой и токовой отсечки с реле РТ-40 и РВ (РВМ).** На подстанциях, где используется постоянный или выпрямленный оперативный ток защита трансформаторов 10 кВ может выполняться на этом оперативном токе, причем, как правило устанавливаются максимальные реле тока типа РТ 40 (ранее устанавливались реле ЭТ 520, в настоящее время возможно использование новых электронных реле РСТ или соответствующих блоков в многофункциональных защитах КРУ напряжением 6, 10 кВ типа ЯРЭ 2201)

Принципиальная схема токовых защит трансформатора 10 кВ на постоянном оперативном токе показана на рис 32, а и б. Выбор параметров срабатывания производится по выражениям (21)—(25) для токовой отсечки и по выражениям (26)—(29)— для максимальной токовой защиты. Расчетная проверка ТТ производится по выражениям (30)—(36). Особое внимание следует обращать на проверку надежности замыкания контактов реле РТ 40 (и особенно реле ЭТ 520) при максимально возможных значениях тока при КЗ в месте установки защиты. Важность этой проверки обусловлена тем, что номинальная мощность трансформаторов 10 кВ невелика по сравнению с мощностью современных источников питания шин 10 кВ и, следовательно, можно ожидать больших значений максимальной кратности для ТТ 10 кВ  $k_{\max}$ , вычисляемой по выражению (34)

Для выполнения схемы максимальной токовой защиты с независимой характеристикой на переменном оперативном токе, как правило, используется принцип дешунтирования ЭО (рис 16). Поскольку слабые контакты реле типа РТ 40 не могут производить переключение больших вторичных токов, для дешунтирования ЭО применяются специальные промежуточные реле типа РП 341, контакты которых способны переключаться под током до 150 А подобно реле РТ 85 [11]. Выдержка времени осуществляется с помощью моторчикowego реле времени переменного тока типа РВМ (рис 22, в). Принципиальная схема защиты приведена на рис 32, в г и д. Особенностью схемы является цепь самоудержания промежуточного реле типа РП 341, благодаря которой возврат основных реле (измерительных и реле времени) после дешунти-

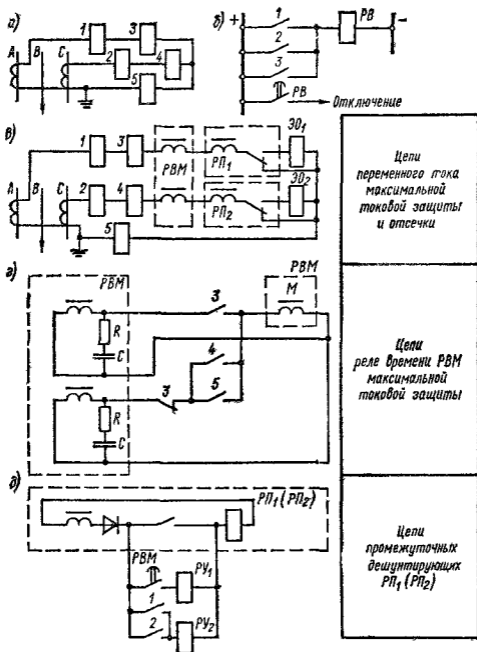


Рис 32 Схемы максимальной токовой защиты с независимой характеристикой с токовыми реле типа РТ-40 и реле времени РВ (РВМ), выполненные на постоянном или выпрямленном оперативном токе (а и б) и на переменном оперативном токе с дешунтированием ЭО (в, г и д)

1 и 2 — реле типа РТ-40 токовой отсечки; 3, 4 и 5 — реле максимальной токовой защиты, РВ — реле времени постоянного тока, РВМ — реле времени переменного тока типа РВМ 12 (РВМ 13); РП<sub>1</sub> и РП<sub>2</sub> — реле промежуточные типа РП-341, дешунтирующие электромагниты отключения ЭО<sub>1</sub> и ЭО<sub>2</sub>, РУ — реле указательные

рования ЭО не может привести к возврату этого промежуточного дешунтирующего реле. Поэтому проверка чувствительности реле защиты по выражению (38) производится только для реле типа РП-341, у которого может быть установлен ток срабатывания 5 или 2,5 А. Но поскольку в типовой схеме имеется лишь два таких промежуточных реле, расчетным током в выражении (38) будет половина тока при трехфазном КЗ за защищаемым трансформатором со схемой соединения  $\Delta/\Upsilon$  или  $\Upsilon/\Delta$ -11. Однако низкий коэффициент возврата реле типа РП-341 (около 0,3) не позволяет ему возвратиться в исходное положение даже при больших значениях токовой погрешности ТТ после дешунтирования ЭО. Проверка чувствительности ЭО производится по выражению (39) таким же образом, как для схемы с тремя реле РТ-85 и двумя ЭО (рис. 31, *д*), и также при расчетном токе  $I_{к, \min}$ , равном половине тока при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Upsilon$  или  $\Upsilon/\Delta$ -11.

Расчет параметров срабатывания токовых реле и реле времени в схеме рис. 32, *в* производится по выражениям (21)—(29), расчетная проверка погрешности ТТ (до дешунтирования ЭО)— по выражениям (30)—(36). Сопротивление фактической нагрузки ТТ  $Z_{н ф р}$  в этой схеме увеличивается по сравнению с сопротивлением схемы защиты на постоянном оперативном токе за счет дополнительных сопротивлений реле РП-341 и РВМ-12 (около 0,1 Ом при уставке 5 А и около 0,4 Ом при уставке 2,5 А, у каждого из них [9, 11]). Уточнение максимального значения вторичного (дешунтируемого) тока при необходимости производится по выражению (40)

**Способы повышения чувствительности максимальных токовых защит трансформаторов.** На трансформаторах с напряжением стороны НН выше 1000 В (3; 6; 10 кВ) для повышения чувствительности максимальной токовой защиты к КЗ за трансформатором применяется пусковой орган минимального напряжения или комбинированный пусковой орган напряжения. Структурная схема максимальной токовой защиты с пусковым органом напряжения ( $H <$ ) показана на рис. 33, *а*. При КЗ на шинах НН напряжение в месте КЗ резко снижается и пусковой орган срабатывает. Одновременно ток КЗ вызывает сраба-

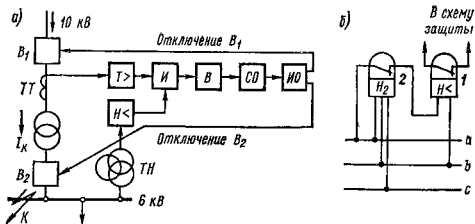


Рис 33 Структурная схема максимальной токовой защиты с пуском по напряжению (а) и схема комбинированного пускового органа напряжения (б)

тывание максимальных реле тока ( $T >$ ), включенных на 2 или 3 фазных тока трансформатора, что вызывает срабатывание органа выдержки времени  $B$  и отключение трансформатора с двух сторон. В других случаях увеличения тока через трансформатор, когда могут сработать реле тока  $T >$  (самозапуск электродвигателей, подключение дополнительной нагрузки на стороне НН), напряжение на шинах НН не снижается до уровня действия пускового органа и защита в целом не срабатывает (блокируется). Благодаря пусковому органу напряжения можно не отстраивать максимальную токовую защиту от токов самозапуска, т. е. в выражениях (26) и (27) принимать  $k_{сзп}$  и  $k'_н$  равными 1. Это позволяет выполнить очень чувствительную по току максимальную токовую защиту трансформатора с уставкой не более 1,5 номинального тока трансформатора.

Пуск по напряжению осуществляется, главным образом, с помощью *комбинированного пускового органа* (рис. 33, б), выполненного с одним минимальным реле напряжения  $1$  типа РН-50, включенным на междуфазное напряжение, и одним фильтром-реле напряжения обратной последовательности  $2$  типа РНФ-1М, разрывающим своим контактом цепь обмотки минимального реле  $1$ . Реле  $1$  может использоваться с размыкающим или замыкающим контактом в зависимости от построения схемы защиты.

Комбинированный пусковой орган работает следующим образом. В нормальном режиме размыкаю-

щий контакт реле 2 замкнут и через него подано напряжение на обмотку реле 1. При несимметричном КЗ появляется напряжение обратной последовательности, срабатывает реле 2 и размыкает свой контакт в цепи реле 1, в результате чего реле 1 теряет питание, возвращается и переключает свои контакты в положение «На складе». Этим осуществляется пуск максимальной токовой защиты. При симметричном трехфазном КЗ реле 2 не срабатывает, но напряжение снижается на всех фазах, в том числе и на тех, на которые включено реле 1, поэтому оно возвратится, если напряжение снизится ниже его напряжения возврата (около 0,5 номинального).

Иногда вместо комбинированного пускового органа напряжения применяется пусковой орган, состоящий из трех минимальных реле напряжения, включенных на три междуфазные напряжения, замыкающие контакты которых включены параллельно, т. е. по схеме «ИЛИ» (рис 15, а). Три реле необходимы для того, чтобы пусковой орган надежно действовал при всех сочетаниях двухфазного КЗ: А—В, В—С, С—А, поскольку лишь напряжение между замкнувшимися фазами снижается до нуля.

Технические характеристики реле РН-50 и РНФ-1М приведены в работе [11]. Условия расчета параметров срабатывания (уставок) пусковых органов напряжения и примеры расчета рассмотрены в работе [9].

Однако при номинальном напряжении стороны НН трансформатора ниже 1000 В, в частности 0,4 кВ, пусковой орган напряжения может вызвать отказ защиты по напряжению при трехфазном КЗ через переходное сопротивление в несколько миллиом. Практика показывает, что большинство повреждений на шинах 0,4 кВ очень быстро переходит в трехфазное КЗ с переходным сопротивлением в месте КЗ до 15 мОм («раздувается» электрическая дуга). Поэтому с середины 1980-х годов пусковые органы напряжения в схемах максимальных токовых защит трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ не устанавливаются. В связи с этим при большой доле электродвигателей в нагрузке трансформатора его максимальная токовая защита без пускового органа напряжения может иметь большой ток срабатывания и потерять способность к дальнему резервированию. Для целей дальнейшего

резервирования разрабатываются специальные защиты, имеющие высокую чувствительность к удаленным трехфазным КЗ в сети 0,4 кВ, но надежно отстроенные от режима самозапуска электродвигателей 0,4 кВ. Наряду с этим следует ограничивать число электродвигателей, участвующих в самозапуске, путем автоматического отключения с помощью защиты минимального напряжения электродвигателей неотвественных механизмов. При расчете тока срабатывания максимальных токовых защит (без пуска по напряжению) следует учитывать только те электродвигатели, которые участвуют в самозапуске [9].

## **9. СПЕЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ОТ ОДНОФАЗНЫХ КЗ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ НН 0,4 кВ**

**Принцип действия и область применения.** Специальная токовая защита нулевой последовательности от однофазных КЗ на землю устанавливается на понижających трансформаторах с соединением обмотки НН в звезду с выведенной нейтралью, которая *глухо* заземлена (в отличие от нейтралей, которые могут заземляться через индуктивное или активное сопротивление). Измерительным органом защиты нулевой последовательности является одно максимальное реле тока  $T_0$ , включенное через трансформатор тока и в заземленную нейтраль (рис. 34, а). В нормальном режиме работы трансформатора со строго симметричной нагрузкой всех трех фаз и при отсутствии в сети НН токов высших гармоник ток в нейтрали трансформатора теоретически равен нулю. Практически ток в нейтрали, называемый током небаланса, не равен нулю и иногда может достигать больших значений, что ведет к перегреву трансформатора и уменьшает срок его службы. Поэтому ГОСТ 11677—85 (а также предыдущие его издания) ограничивает допустимое значение тока небаланса в нулевом проводе: не более 0,25 номинального (фазного) для трансформаторов со схемой соединения обмоток  $Y/Y$  и не более 0,75 — для трансформаторов  $\Delta/Y$ . От этого допустимого тока небаланса защита

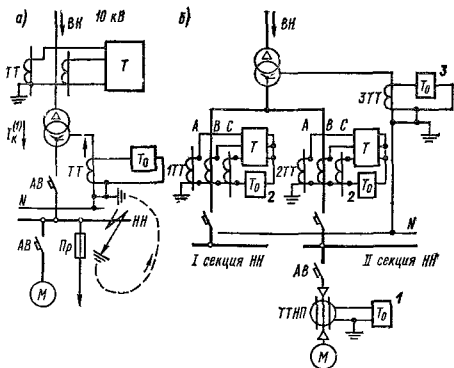


Рис. 34. Схемы включения максимальных реле тока  $T_0$  специальной токовой защиты нулевой последовательности от однофазных КЗ на землю трансформаторов со схемами соединения обмоток  $\Upsilon/\Upsilon$  и  $\Delta/\Upsilon$ . а — через  $ТТ$  в заземленную нейтраль защищаемого трансформатора б — в нулевой провод схемы соединения трех  $ТТ$  в полную звезду

$T$  — токовые реле максимальной токовой защиты от междуфазных КЗ;  $ТТНП$  — трансформатор тока нулевой последовательности кабельного типа (ГЗР, ГЗЛ) для включения реле  $T_0$  вышеслой защиты от однофазных КЗ на землю на отходящих элементах 0,4 кВ

нулевой последовательности, как правило, должна быть отстроена.

При однофазном КЗ на землю на шинах или в сети НН через заземленную нейтраль проходит ток  $I_k^{(1)}$  (рис. 4, 5 и 34, а), вызывающий срабатывание защиты нулевой последовательности. Как уже указывалось, ток однофазного КЗ на землю в сети с глухозаземленной нейтралью называют утроенным током нулевой последовательности ( $I_k^{(1)} = 3I_0$ ), поэтому и защита от КЗ на землю называется защитой нулевой последовательности. Она относится к группе так называемых фильтровых защит, реагирующих на симметричные составляющие обратной или нулевой последовательности токов (напряжений) КЗ. По сравнению с токовыми защитами, реагирующими на пол-



ные фазные токи (например, максимальной токовой защитой), фильтровые токовые защиты всегда имеют более высокую чувствительность к несимметричным КЗ, поскольку их не нужно отстраивать от сверхтоков при самозапусках и перегрузках, которые являются симметричными режимами и не сопровождаются появлением токов обратной и нулевой последовательности. Недостатком фильтровых защит является их бездействие при трехфазных симметричных КЗ.

Выполнение специальной токовой защиты нулевой последовательности требует относительно больших затрат, особенно при необходимости прокладки длинного контрольного кабеля от основного щита НН до КРУ 10 кВ для передачи импульса на отключение выключателя 10 кВ трансформатора. Поэтому раньше имелись некоторые допущения, позволявшие не выполнять эту защиту. Однако на практике защиту нулевой последовательности всегда стремились устанавливать, главным образом для целей дальнего резервирования однофазных КЗ в сети 0,4 кВ. При этом следует помнить, что для дальнего резервирования эта защита должна быть не только чувствительной по току, но и быстродействующей, поскольку весьма часто однофазные КЗ на элементах 0,4 кВ быстро переходят в трехфазные, при которых защита нулевой последовательности не работает.

**Схемы защиты нулевой последовательности.** Измерительный орган специальной токовой защиты нулевой последовательности от однофазных КЗ выполняется электромагнитным максимальным реле тока РТ 40. Применение индукционного реле РТ-80 не рекомендуется, поскольку при малых кратностях тока это реле срабатывает со значительным замедлением (рис. 21). Реле тока  $T_0$  включается либо по схеме рис. 34, а, либо 34, б, где реле  $Z$  включены в нулевой провод схемы соединения трех трансформаторов тока в полную звезду. Нулевой провод полной звезды является фильтром токов нулевой последовательности, так как в нормальном симметричном режиме нагрузки геометрическая сумма одинаковых по значению токов трех фаз равна нулю и в нулевом проводе проходит лишь ток небаланса, а при однофазном КЗ на землю — полный ток однофазного КЗ  $I_{2к}^{(1)}$ . Выбор схемы включения реле  $T_0$  зависит от первичной схемы.

Выдержка времени защиты осуществляется с помощью реле времени, которое срабатывает и начинает отсчитывать время после замыкания замыкающего контакта реле  $T_0$

**Расчет параметров срабатывания: уставок по току и по времени.** Ток срабатывания защиты выбирается по следующим условиям, обеспечивающим

несрабатывание (отстройку) от токов, которые могут проходить по заземленной нейтрали обмотки НН трансформатора при несимметрии нагрузки в нормальном режиме (допустимые значения токов небаланса указаны выше),

согласование по току и по времени с защитами элементов, отходящих от сборки НН (на рис. 34, а показаны автоматический выключатель АВ со встроенной защитой и плавкий предохранитель Пр),

необходимые [1] значения коэффициента чувствительности при однофазном КЗ в основной зоне действия (на сборке НН) и в зоне резервирования (на элементах сети НН при отказе их собственной защиты)

Согласование чувствительности рассматриваемой защиты трансформатора и защит элементов, отходящих от сборки на стороне НН (рис. 34, а), по «Правилам» [1] не считается обязательным. Это объясняется тем, что выполнение условия согласования с защитными характеристиками автоматов и предохранителей относительно мощных элементов 0,4 кВ приводит к увеличению тока срабатывания защиты нулевой последовательности трансформатора. Однако отсутствие согласования по чувствительности между последующей защитой трансформатора и предыдущими защитами отходящих элементов достаточно часто вызывает неселективное отключение питающего трансформатора при таких КЗ, когда защита предыдущего элемента оказывается недостаточно чувствительной (например, КЗ в обмотке электродвигателя или на удаленной сборке). Наилучшие условия для согласования обеспечиваются в тех случаях, когда на относительно мощных элементах 0,4 кВ устанавливается дополнительная токовая защита нулевой последовательности без выдержки времени, действующая на отключение автоматического выключателя (автомата) данного элемента (защита I на рис. 34, б).

При токе срабатывания, выбранном только по первому условию, рассматриваемая защита всегда имеет достаточный коэффициент чувствительности при однофазных КЗ на сборке НН и, как правило, в зоне резервирования, если, разумеется, первичная схема сети НН создана с учетом требований дальнего резервирования. Расчеты токов КЗ в сетях 0,4 кВ рассматриваются в работе [7].

Время срабатывания защиты нулевой последовательности выбирается *минимальным*. Если на элементах сети 0,4 кВ имеется дополнительная защита нулевой последовательности без выдержки времени (реле 1 на рис. 34, б), то защиты нулевой последовательности на вводах 0,4 кВ трансформатора могут иметь  $t_{с.з} = 0,3 \div 0,4$  с, а в нейтрали — на ступень селективности выше, т. е. 0,6—0,7 с (соответственно защиты 2 и 3 на рис. 34, б). Рекомендуется применять наиболее точные — электронные реле времени.

## 10. ГАЗОВАЯ ЗАЩИТА

**Принцип действия и область применения.** Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является *газовое реле*. Газовое реле представляет собой металлический сосуд с двумя поплавками (элементами), который врезается в наклонный трубопровод, связывающий бак трансформатора с расширителем. При нормальной работе трансформатора газовое реле заполнено трансформаторным маслом, поплавки находятся в поднятом положении и связанные с ними электрические контакты разомкнуты. При незначительном повреждении в трансформаторе (например, витковое замыкание) под воздействием местного нагрева из масла выделяются газы, которые поднимаются вверх, к крышке бака, а затем скапливаются в верхней части газового реле, вытесняя из него масло. При этом

верхний из двух поплавков (элементов) опускается вместе с уровнем масла, что вызывает замыкание его контакта, а следовательно, предупредительный сигнал. При серьезном повреждении внутри трансформатора происходит бурное газообразование и под воздействием выделившихся газов масло быстро вытесняется из бака в расширитель. Поток масла проходит через газовое реле и заставляет сработать нижний поплавок (элемент), который дает команду на отключение поврежденного трансформатора. Этот элемент срабатывает также и в том случае, если в баке трансформатора сильно понизился уровень масла, например при повреждении бака и утечке масла.

Газовая защита является очень чувствительной и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1—0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25 % выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовые реле обязательно устанавливаются на трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более (ГОСТ 11677—85). Для внутрицеховых трансформаторов газовая защита должна выполняться при мощности трансформатора 0,63 МВ·А и более.

Типы газовых реле и схемы газовой защиты на трансформаторах 10 кВ. На трансформаторах могут быть установлены следующие типы газовых реле: поплавковые типа ПГЗ-22 (выпуск их прекращен в середине 60-х годов), чашечковые типа РГЧЗ-66 (выпускались с 1966 по 1978 гг.) и реле Бухгольца типа ВФ-80/Q производства Германской Демократической Республики (устанавливаются на отечественных трансформаторах с начала 70-х годов по настоящее время).

Все газовые реле должны иметь два элемента и обеспечивать замыкание двух независимых электрических цепей: сигнальной и отключающей. В схеме газовой защиты должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал.

Источниками оперативного тока для газовой защиты могут служить аккумуляторные батареи, блоки питания, предварительно заряженные конденсаторы и трансформатор собственных нужд ТСН или трансфор-

матор напряжения ТН. Последние используются в тех случаях, когда другие защиты трансформатора (токовая отсечка, дифференциальная и максимальная токовая) имеют другой источник оперативного тока, например трансформаторы тока (схема с дешунтированием ЭО, рис. 16).

**Реле Бухгольца.** Газовое реле Бухгольца выпускается Магдебургским заводом электротехники и приборостроения (EGEM) в Германской Демократической Республике. В нашу страну поставляется с начала 70-х годов одна из модификаций реле Бухгольца: двухпоплачковое реле BF-80/Q (символ В указывает на наличие двух элементов (поплачков), F — на способ крепления — фланцем, Q — на квадратную форму фланца, цифра 80 — внутренний диаметр, в миллиметрах, трубопровода, в который врезается газовое реле).

Реле Бухгольца, в том числе BF-80/Q, состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Есть также пробный кран для отбора газа и контрольная клавиша для опробования действия реле путем имитации ухода масла из трансформатора.

Встроенный блок двухпоплачкового реле (рис. 35) состоит из двух элементов: верхнего (сигнального) и нижнего (отключающего). К верхнему поплавку 3 сигнального элемента жестко прикреплен постоянный магнит 6. При уходе масла из корпуса реле верхний поплавок 3 поворачивается в направлении, показанном стрелкой, магнит 6 приближается к магнитоуправляемому контакту 5, что вызывает замыкание цепи сигнализации (два правых зажима 4).

Нижний (отключающий) элемент состоит из поплавка 9, жестко прикрепленного к нему постоянного магнита 7, магнитоуправляемого контакта 8, а также напорного клапана (заслонки) 1, который удерживается в исходном состоянии батареей постоянных магнитов 2. Зазор между магнитами и напорным клапаном может изменяться в зависимости от того, при какой скорости потока масла (уставке) должно срабатывать реле. Для газовой защиты трансформаторов 10 кВ используется наименьшая уставка 0,65 м/с.

При серьезном повреждении трансформатора, которое сопровождается бурным газообразованием и

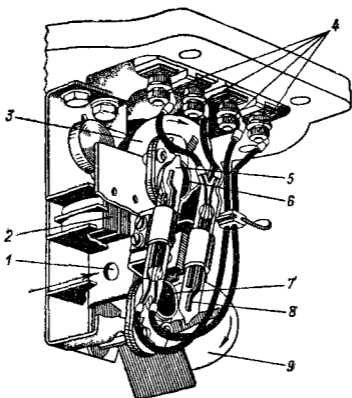


Рис. 35. Двухпоплавокый блок газового реле типа BF-80/Q (Бухгольца) производства Германской Демократической Республики

сильным перетоком масла из бака в расширитель, поток масла входит в газовое реле и опрокидывает напорный клапан (заслонку) 1 (на рис. 35 направление потока масла показано стрелкой). При этом поворачиваются нижний (отключающий) поплавок 9 и жестко прикрепленный к нему постоянный магнит 7. После приближения магнита 7 к магнитоуправляемому контакту 8 замыкается цепь отключения газовой защиты (два левых зажима 4).

При уходе масла из бака трансформатора и, следовательно, из газового реле, отключающий поплавок 9 опускается, поворачиваясь таким образом, что постоянный магнит 7 приближается к магнитоуправляемому контакту 8, в результате чего замыкается цепь отключения от газовой защиты.

Для проверки работы сигнального и отключающего элементов на реле имеется контрольная клавиша, закрытая колпачком. Должны быть приняты меры, чтобы исключить случайное нажатие этой клавиши.

виши на работающем трансформаторе. В 1984 г. Минэнерго СССР выпустило методические указания по обслуживанию газовых защит, в том числе с реле ВФ-80/О.

## 11. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

**Принцип действия и область применения.** Дифференциальная токовая защита относительно редко устанавливается на трансформаторах 10 кВ, однако «Правила» допускают установку этой защиты в тех случаях, когда, например, токовая отсечка трансформаторов от 1 до 2,5 МВ·А не удовлетворяет требованиям чувствительности (§ 7). Поэтому далее кратко рассматриваются принцип действия и схемы дифференциальных защит трансформаторов 10/6 и 10/10 кВ с выключателями и трансформаторами тока на обеих сторонах.

Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты с циркулирующими токами показана на рис. 36 для одной фазы какого-либо элемента, имеющего в начале и в конце одинаковые по значению первичные токи ( $I_{1-1} = I_{1-2}$ ). Между трансформаторами тока 1ТТ и 2ТТ находится зона действия дифференциальной защиты. Вторичные обмотки этих ТТ соединяются последовательно (конец 1ТТ с началом 2ТТ), а токовое реле дифференциальной защиты ТД подключается к ним параллельно.

При КЗ в точке К за пределами зоны действия дифференциальной защиты (такое КЗ называется *внешним* или *сквозным*), а также в нормальном режиме нагрузки вторичные токи трансформаторов тока, соответственно  $I_{2-1}$  и  $I_{2-2}$ , циркулируют по соединительным проводам (*плечам*) защиты (рис. 36, а). При одинаковых коэффициентах трансформации трансформаторов тока 1ТТ и 2ТТ и их работе без погрешностей значения вторичных токов  $I_{2-1}$  и  $I_{2-2}$  равны между собой, а направления их в реле ТД — противоположны. Следовательно, в рассматриваемом идеальном случае ток в реле ТД равен нулю.

Таким образом, по принципу действия дифференциальная защита не реагирует на повреждения вне ее зоны действия, т. е. на соседних элементах (линиях, двигателях и т. п.), и поэтому может быть выполнена

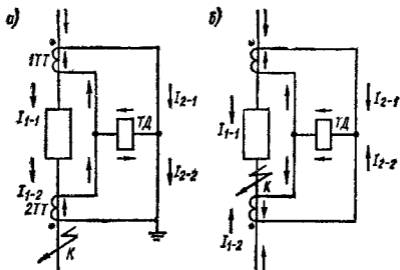


Рис. 36. Принципиальная схема продольной дифференциальной защиты с циркулирующими токами *а* — токораспределение при КЗ вне зоны действия (внешнем КЗ); *б* — то же при КЗ в зоне действия защиты

без выдержки времени. Эта защита относится к группе защит с абсолютной селективностью.

Практически в режиме нагрузки, и особенно при внешнем КЗ, ток в реле ТД не может быть равен нулю, поскольку трансформаторы тока 1ТТ и 2ТТ имеют разные значения полных погрешностей и даже при равных первичных токах вторичные токи  $I_{2-1}$  и  $I_{2-2}$  не равны между собой. Ток в реле ТД в режимах нагрузки и внешнего КЗ называется *током небаланса*.

Для обеспечения несрабатывания дифференциальной защиты в этих режимах ток срабатывания реле ТД выбирается большим, чем ток небаланса:

$$I_{с.р} \geq k_n I_{нб}, \quad (41)$$

где  $k_n$  — коэффициент надежности, принимаемый для современных дифференциальных защит примерно равным 1,3.

При КЗ в зоне действия дифференциальной защиты (рис. 36, б) в случае двустороннего питания защищаемого элемента направления первичного  $I_{1-2}$  и вторичного  $I_{2-2}$  тока изменяются на угол  $180^\circ$ . При этом в реле ТД проходит сумма токов КЗ:

$$I_{р.к} = I_{2-1} + I_{2-2},$$

и реле ТД срабатывает на отключение поврежденного элемента от источников питания. При одностороннем питании в реле ТД проходит один из токов КЗ:  $I_{2-1}$



или  $I_{2-2}$ . При этом дифференциальная защита также должна срабатывать на отключение. Режим одностороннего питания является расчетным при оценке чувствительности дифференциальной защиты, которая производится с помощью коэффициента чувствительности [1]

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{р, min}} / I_{\text{с. р}} \approx 2, \quad (42)$$

где  $I_{\text{р, min}} = I_{2-1}$  или  $I_{2-2}$  (рис. 36, б).

**Особенности выполнения дифференциальной защиты трансформаторов.** При выполнении продольных дифференциальных защит трансформаторов (в отличие от аналогичных защит генераторов, линий) приходится считаться с возможностью возникновения больших токов небаланса из-за следующих причин:

1) имеется ток намагничивания, проходящий только по обмотке трансформатора со стороны питания и появляющийся поэтому в реле как ток небаланса; при включении трансформатора под напряжение бросок тока намагничивания (БТН) может в 5—8 раз превысить номинальный ток трансформатора;

2) первичные номинальные токи сторон ВН и НН трансформатора *не равны между собой* (исключение представляет трансформатор 10/10 кВ); как правило, неравенство характерно и для вторичных токов ( $I_{2-1}$  и  $I_{2-2}$  на рис. 36);

3) трансформаторы тока  $1ТТ$  и  $2ТТ$  (рис. 36), как правило, *разнотипные*, имеют разные вольт-амперные характеристики, разные сопротивления нагрузки и, как следствие, при внешних КЗ они работают с разными значениями полной погрешности, что увеличивает неравенство значений вторичных токов  $I_{2-1}$  и  $I_{2-2}$ ;

4) при схеме и группе соединения обмоток, отличной от нулевой, имеется *фазовый сдвиг* между первичными токами в выводах трансформатора, например: при стандартной схеме и группе соединения обмоток  $Y/\Delta-11$  (см. рис. 38) фазовый сдвиг составляет  $30^\circ$ ; если не принять специальных мер, этот же фазовый сдвиг будет и между вторичными токами и вызовет недопустимо большой ток небаланса в реле дифференциальной защиты.

Кроме того, ток небаланса в дифференциальной защите появляется при изменении (регулировании)

напряжения на одной из сторон трансформатора с целью поддержания нормального напряжения у потребителей при колебаниях напряжения на шинах ВН. При больших диапазонах регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) и, следовательно, больших изменениях тока только на одной из сторон трансформатора приходится принимать специальные меры для обеспечения несрабатывания дифференциальной защиты при внешних КЗ. Поскольку большие диапазоны регулирования напряжения характерны для трансформаторов более высоких классов напряжения, здесь не рассматриваются особенности выполнения дифференциальных защит на трансформаторах с РПН [9].

**Способы отстройки дифференциальных защит от броска тока намагничивания (БТН) при включении трансформатора под напряжение.** Ток намагничивания при включении силового трансформатора под напряжение может достигать, как уже указывалось, (5—8)-кратного значения номинального тока, но он быстро затухает и через 0,5—1 с становится уже намного меньше номинального. Эта особенность используется для выполнения грубых, но быстродействующих дифференциальных защит — так называемых дифференциальных отсеков. Ток срабатывания отсеки выбирается в 3—4 раза большим номинального тока трансформатора [3, 9]. Иногда коэффициент чувствительности дифференциальной отсеки соответствует условию (42). Для дифференциальной отсеки используются обычные максимальные реле тока типа РТ-40 без каких-либо дополнений. Однако большинство дифференциальных защит трансформаторов выполнено и будет, очевидно, выполняться на специальных реле, которые могут обеспечить надежную отстройку от БТН и вместе с тем высокую чувствительность дифференциальной защиты к токам КЗ в зоне действия. Для того чтобы дифференциальная защита могла реагировать на повреждения внутри трансформатора, сопровождающиеся малыми токами КЗ, ток срабатывания этой защиты желательно иметь в пределах от 0,3 до 0,5 номинального тока. Решить эту задачу очень непросто.

В современных дифференциальных реле для отстройки от БТН используют особенности апериодической несинусоидальной формы кривой БТН в диффе-

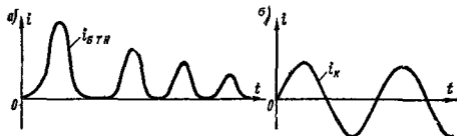


Рис 37 Аперриодическая форма кривой броска тока намагничивания в одной из фаз при включении трансформатора под напряжение (а) и периодическая синусоидальная форма кривой тока в дифференциальной цепи при КЗ в трансформаторе и при работе ТТ с полной погрешностью не более 10 % в  $\leq 10$  % (б)

рнциальной цепи при включении трансформатора под напряжение, а именно

смещение кривой БТН в одну сторону от нулевой линии и отсутствие обратных полуволн (рис. 37, а);

наличие в БТН бестоковых пауз длительностью около 7—10 мс (рис. 37, а),

наличие в выпрямленном БТН, наряду с постоянной составляющей, также переменной составляющей промышленной частоты, при выпрямлении синусоидального тока (рис 37, б) переменная составляющая промышленной частоты отсутствует

Сейчас подавляющее большинство дифференциальных защит в нашей стране выполнено на отечественных реле серий РНТ-560 и ДЗТ-10, в которых для отстройки от БТН используется первая из перечисленных особенностей. В этих реле исполнительный орган (реле типа РТ-40) включен в дифференциальную цепь защиты через промежуточный трансформатор тока, работающий с повышенной индукцией в магнитопроводе. Когда в первичную обмотку такого трансформатора тока подается *однополярный* ток (рис 37, а), аперриодическая составляющая этого тока вызывает глубокое насыщение магнитопровода, весь первичный ток становится током намагничивания и в идеальном случае во вторичную обмотку не трансформируется. Следовательно, исполнительный орган, включенный на вторичную обмотку насыщенного трансформатора тока, не может сработать. Такой трансформатор тока называется *быстронасыщающимся* (БНТ) или *насыщающимся* (НТТ).

Если происходит КЗ в зоне действия защиты и через первичную обмотку НТТ проходит синусоидаль-

ный *двухполярный* ток КЗ (рис. 37, б), то НТТ трансформирует этот ток во вторичную обмотку и обеспечивает срабатывание исполнительного органа реле РНТ или ДЗТ. Надо отметить, что ток КЗ также может иметь апериодическую составляющую, которая насыщает НТТ и препятствует трансформации периодической составляющей. Но апериодическая составляющая тока КЗ быстро затухает, после чего реле срабатывает за счет периодической составляющей. Полное время срабатывания защиты с НТТ при самых неблагоприятных условиях не превышает 0,12 с.

В отличие от описанного идеального случая реальный НТТ трансформирует часть однополярного тока намагничивания. Кроме того, при включении трехфазного трансформатора под напряжение в одной из фаз может отсутствовать апериодическая составляющая броска тока намагничивания (так называемый периодический БТН, который хорошо трансформируется НТТ). Такая форма кривой тока на входе НТТ может иметь место и в том случае, если основные трансформаторы тока дифференциальной защиты работают с большими погрешностями и трансформируют только периодическую составляющую броска тока намагничивания. Все эти возможные случаи не позволяют выполнить с помощью НТТ высокочувствительную дифференциальную защиту силовых трансформаторов. Практически принимается ток срабатывания для реле РНТ 560 не менее 0,9, а для ДЗТ-11 не менее 1,1 номинального тока трансформатора, а чаще и более [9].

Вторая особенность БТН использована при создании времяимпульсного реле, на основе которого выполнена отечественная защита серии ДЗТ-20. Однако из-за сложности, больших размеров и высокой стоимости она не может найти применения в распределительных сетях. Эту же особенность БТН использовали создатели бесконтактного устройства типа УВ, которое должно включаться как приставка к реле серий РНТ 560 и ДЗТ-10. Устройство УВ позволяет снизить ток срабатывания дифференциальной защиты трансформатора при синусоидальной форме кривой тока КЗ (рис. 37, б) до 0,3—0,5 номинального тока трансформатора, поскольку при синусоидальном токе УВ не срабатывает. При появлении БТН устройство УВ представляющее собой детектор искаженной фор-

мы кривой тока, срабатывает и автоматически увеличивает ток срабатывания дифференциальной защиты в 3—5 раз [14]. Опыт работы дифференциальных защит с УБ пока не накоплен.

Третья особенность БТН использована при создании нового реле типа РСТ-15, предназначенного для дифференциальных защит трансформаторов и электродвигателей. Реле выпускается Чебоксарским электроаппаратным заводом [14]. Оно также позволяет выполнить чувствительную дифференциальную защиту с током срабатывания не менее 0,4 номинального тока трансформатора.

**Устранение фазового сдвига между вторичными токами дифференциальной защиты.** В трансформаторах со схемой соединения обмоток  $\Upsilon/\Delta-11$  имеется фазовый сдвиг, равный  $30^\circ$ , между первичными токами соответствующих фаз на сторонах ВН и НН (рис. 38). Для устранения подобного сдвига между

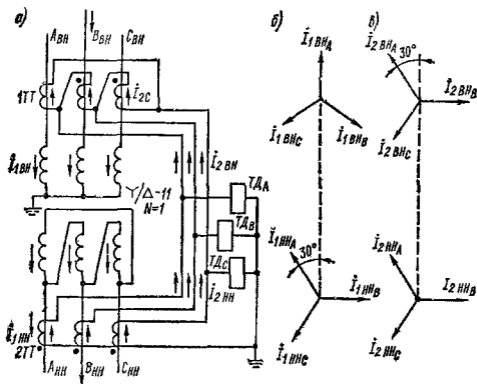


Рис 38. Схема включения ТТ и реле дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора со схемой соединения обмоток  $\Upsilon/\Delta-11$  (а), векторные диаграммы первичных токов фаз А, В и С на сторонах ВН и НН трансформатора, например, 10/6 кВ (б) и вторичных токов в плечах ВН и НН дифференциальной защиты (в)

вторичными токами, который является причиной очень большого тока небаланса, принято вторичные обмотки трансформаторов тока  $1TT$ , установленных на стороне ВН (рис. 38, а), соединить в такой же треугольник, как и обмотка НН, а вторичные обмотки  $2TT$  — в такую же звезду, как и обмотка ВН защищаемого трансформатора. При правильной сборке схемы трансформаторов тока  $1TT$  создается фазовый сдвиг вторичных токов в плече ВН ( $I_{2ВН}$  на рис. 38, в) на такой же угол  $30^\circ$ , как и первичных токов в фазах стороны НН ( $I_{1НН}$  на рис. 38, б) и, следовательно, вторичных токов в плече НН. Этим обеспечивается совпадение по фазе вторичных токов, подводимых к дифференциальным реле (рис. 38, в). Поэтому ток в дифференциальных реле всех фаз при отсутствии других причин возникновения тока небаланса будет

$$I_p = I_{2ВН} - I_{2НН} = 0.$$

Правильность сборки схемы дифференциальной защиты трансформатора обязательно проверяется перед включением трансформатора и затем после его включения под нагрузку.

**Устранение неравенства абсолютных значений вторичных токов в плечах дифференциальной защиты.** Для того чтобы устранить или сделать минимальным ток небаланса, возникающий по причине неравенства значений вторичных токов, применяются в основном два способа:

выравнивание вторичных токов, подводимых к дифференциальному реле, с помощью промежуточных трансформаторов тока, включенных в плечи дифференциальной защиты;

выравнивание в самом дифференциальном реле магнитодвижущих сил (МДС), создаваемых неодинаковыми по значению токами плеч дифференциальной защиты.

Первый из способов имеет недостатки и сейчас практически не применяется. Второй способ широко используется благодаря тому, что в типовых дифференциальных реле серий РНТ-560 и ДЗТ-10 предусмотрены специальные уравнительные обмотки с большим числом ответвлений. Если, например, у двухобмоточного трансформатора имеются два значения вторичных токов: 3 и 5 А (ток небаланса равен 2 А),

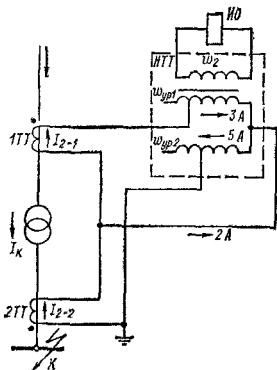


Рис 39 Выравнивание магнитодвижущих сил (МДС) с помощью уравнивательных обмоток специального реле дифференциальных защит, например типа РНТ 565 (для одной фазы):  $w_{уп1} = 10$  вит.;  $w_{уп2} = 6$  вит.

то, подобрав для стороны с током 3 А, число витков уравнивательной обмотки, равное 10, а для стороны с током 5 А — число витков, равное 6, получим равенство абсолютных значений МДС, представляющих произведение числа витков данной обмотки и проходящего по ней тока:

$$w_{уп1} I_{2-1} = 10 \cdot 3 = w_{уп2} I_{2-2} = 6 \cdot 5 = 30.$$

Поскольку магнитодвижущие силы имеют такие же условные направления, что и создающие их токи, разность этих сил в обеих уравнивательных (первичных) обмотках НТТ равна нулю (рис. 39), ток в его вторичной обмотке  $w_2$  равен нулю и, следовательно, ток небаланса в исполнительном органе ИО также равен нулю.

В реле серий РНТ-560 и ДЗТ-10 могут быть установлены лишь целые числа витков уравнивательных обмоток, поэтому точного равенства МДС удастся добиться далеко не всегда. Оставшееся неравенство (небаланс) МДС приводит к появлению тока неба-

ланса, который должен учитываться при выборе тока срабатывания защиты.

**Ограничение тока небаланса, вызванного полной погрешностью трансформаторов тока.** «Правила» [1] требуют, чтобы трансформаторы тока в схемах релейной защиты работали с полной погрешностью не более 10 %. Для дифференциальных защит 10 %-ная полная погрешность должна обеспечиваться при максимальном значении тока внешнего КЗ. Иногда можно добиться, чтобы погрешность трансформаторов тока была ниже 10 %, путем уменьшения сопротивления вторичной нагрузки (главным образом — при увеличении сечения соединительных проводов) или последовательного включения двух трансформаторов тока на фазу. Однако полностью устранить ток небаланса, вызванный погрешностью трансформаторов тока, невозможно. Поэтому он должен учитываться при выборе тока срабатывания защиты.

**Отстройка от тока небаланса.** В дифференциальных защитах трансформаторов отстройка от тока небаланса с целью обеспечения несрабатывания защиты при внешних КЗ осуществляется в основном двумя способами:

путем выбора тока срабатывания большим, чем максимальное расчетное значение тока небаланса  $I_{нб}$ , по выражению (41); этот способ используется для защит с реле серии РНТ-560, а также с РТ-40,

путем торможения (загрубления) дифференциальной защиты вторичным током внешнего КЗ, циркулирующим в плечах защиты, этот способ используется для защит с реле серии ДЗТ-10 и в этой книге не рассматривается [3, 9].

И в том, и в другом случаях необходимо определить максимальное расчетное значение тока небаланса при внешнем КЗ.

**Расчетное значение тока небаланса.** Расчетный ток небаланса в дифференциальных защитах трансформаторов принято представлять в виде суммы трех составляющих:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}, \quad (43)$$

где  $I'_{нб}$  — составляющая, обусловленная разностью на магнитизирующих токах трансформаторов тока в плечах дифференциальной защиты; в практических расчетах



ее принято считать равной току намагничивания или полной погрешности  $\epsilon$  худшего из трансформаторов тока защиты;  $I''_{нб}$  — составляющая, обусловленная регулированием напряжения и, следовательно, изменением первичного тока только на регулируемой стороне трансформатора;  $I'''_{нб}$  — составляющая, вызванная неточностью выравнивания МДС с помощью уравнивательных обмоток реле с НТТ

Первая из составляющих, характерная для дифференциальной защиты любого из элементов электроустановок,

$$I'_{нб} = k_{\text{апер}} k_{\text{одн}} \epsilon I_{\text{к, макс вн}}^{(3)}, \quad (44)$$

где  $I_{\text{к, макс вн}}^{(3)}$  — периодическая составляющая тока при расчетном внешнем трехфазном металлическом КЗ;  $\epsilon$  — относительное значение тока намагничивания, равное полной погрешности трансформаторов тока; при проектировании принимается равным 0,1 при обязательном выборе трансформаторов тока и сопротивления их вторичной нагрузки по кривым предельных кратностей (§ 8), при обслуживании защиты может быть определено по фактическим вольт-амперным характеристикам ТТ (рис. 27, б);  $k_{\text{апер}}$  — коэффициент аperiodичности, учитывающий переходный режим; для реле с НТТ может быть принят равным 1, учитывая способность НТТ насыщаться при переходном однополярном токе с формой кривой, аналогичной кривой на рис. 37, а, для реле тока без НТТ (например, РТ-40) принимается равным 2;  $k_{\text{одн}}$  — коэффициент однотипности, при разнотипных ТТ принимается равным 1.

Вторую составляющую тока небаланса необходимо учитывать только при расчете дифференциальной защиты трансформаторов с РПН, когда относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на одной из сторон трансформатора,  $\Delta U_* > 0,05$ :

$$I''_{нб} = \Delta U_* I_{\text{к, макс вн}}^{(3)}. \quad (45)$$

Третья составляющая, обусловленная неравенством вторичных токов в плечах дифференциальной защиты  $I_{2 \text{ ном. вн}}$  и  $I_{2 \text{ ном. вн}}$ , при отсутствии устройств для выравнивания токов или МДС определяется по

выражению

$$I''_{нб} = \frac{I_{2 \text{ ном. ВН}} - I_{2 \text{ ном. НН}}}{I_{2 \text{ ном. ВН}}} I_{к, \text{ макс вн}}^{(3)} \quad (46)$$

При выполнении дифференциальной защиты с реле серий РНТ-560 или ДЗТ-10, имеющими уравнивательные обмотки (рис. 39), третья составляющая тока небаланса, обусловленная неточностью выравнивания МДС с помощью уравнивательных обмоток, вычисляется по выражению

$$I''_{нб} = \frac{\omega_{\text{расч}} - \omega}{\omega_{\text{расч}}} I_{к, \text{ макс вн}}^{(3)} \quad (47)$$

где  $\omega_{\text{расч}}$  — расчетное число витков уравнивательной обмотки;  $\omega$  — принятое (целое) число витков уравнивательной обмотки;  $I_{к, \text{ макс вн}}^{(3)}$  — то же, что в выражениях (44) и (45).

Схема дифференциальной токовой отсечки, выполненной на максимальных реле тока типа РТ-40 (без специальных устройств для выравнивания вторичных токов). Схема приведена на рис. 40, а. Выбор тока срабатывания производится по выражениям (41) — (46).

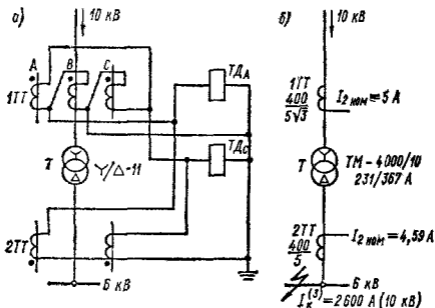


Рис. 40 Схема дифференциальной токовой отсечки трансформатора со схемой соединения обмоток  $\text{Y}/\Delta-11$ , выполненная на реле типа РТ-40 (а) и расчетная схема к примеру выбора тока срабатывания дифференциальной отсечки (б)

Для примера рассчитывается дифференциальная токовая отсечка трансформатора ТМ-4000/10, напряжением 10/6,3 кВ, мощностью 4 МВ·А; напряжение КЗ  $u_k = 7,5\%$ . Максимальное и минимальное значения тока при трехфазном КЗ за трансформатором одинаковы: 2600 А, отнесенных к напряжению 10 кВ. Номинальные токи трансформатора, определенные по выражениям (2) и (3), равны 231 А — для стороны ВН и 367 А — для стороны НН.

Выбираются ТТ с коэффициентом  $n_{т,т} = 400/5$  для обеих сторон, но с учетом схемы соединения ТТ на стороне ВН в треугольник, вторичный номинальный ток в этом плече защиты  $I_{2\text{ ном ВН}} = 5 \text{ А}$  ( $231 \cdot 5 \times 1,73/400$ ), в другом —  $I_{2\text{ ном НН}} = 4,59 \text{ А}$  ( $367 \cdot 5/400$ ). Значения этих токов указаны на расчетной схеме (рис. 40, б).

Ток небаланса определяется по выражениям (44) — (46):

$$I'_{\text{нб}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2600 = 520 \text{ А};$$

$$I''_{\text{нб}} = 0,05 \cdot 2600 = 130 \text{ А} \quad (\Delta U = \pm 5\%; \Delta U_* = 0,05);$$

$$I'''_{\text{нб}} = \frac{5 - 4,59}{5} 2600 = 213 \text{ А};$$

$$I_{\text{нб}} = 520 + 130 + 213 = 863 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса по выражению (41) будет  $I_{сз} = = 1,3 \cdot 863 = 1122 \text{ А}$  или 486% номинального тока трансформатора. При таком токе срабатывания также обеспечивается отстройка (несрабатывание) этой защиты при БТН в момент включения трансформатора под напряжение.

Ток срабатывания реле по выражению (22)

$$I_{с.р} = \frac{1122 \cdot 1,73}{400/5} = 24,2 \text{ А} \quad (\text{реле РТ-40/50}).$$

Коэффициент чувствительности по выражению (42)

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = 48,7/24,2 = 2,$$

где  $I_p = 1,5 \cdot 2600 / (400/5) = 48,7 \text{ А}$  — ток в реле ТДА или ТДС (рис. 40, а) при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток  $\Upsilon/\Delta-11$  (см. векторную диаграмму рис. 2, д). Коэффициент чув-

ствительности для этой схемы может быть вычислен и по первичным токам

$$k_{\varphi}^{(2)} = 0,86 \cdot 2600/1122 = 2.$$

Несмотря на то, что значение коэффициента чувствительности соответствует требуемому [1], дифференциальная защита, имеющая, как правило, ток срабатывания, в 4—5 раз превышающий номинальный ток трансформатора, не может считаться эффективной. Более чувствительную дифференциальную защиту можно выполнить на реле серии РНТ-560.

Устройство реле серии РНТ-560 и схема его включения для защиты двухобмоточного трансформатора. Упрощенная схема дифференциальной защиты с реле серии РНТ-560 приведена на рис. 41, а (в учебных целях — только для одной фазы). Первичная обмотка  $\omega_1$  состоит из рабочей  $\omega_p$  и уравнивательных  $\omega_{ур1}$  и  $\omega_{ур2}$  (рис. 41, б) с большим числом ответвлений для точного выравнивания МДС, создаваемых неодинаковыми вторичными токами защиты, а также для выполнения уставки срабатывания реле. Вариант

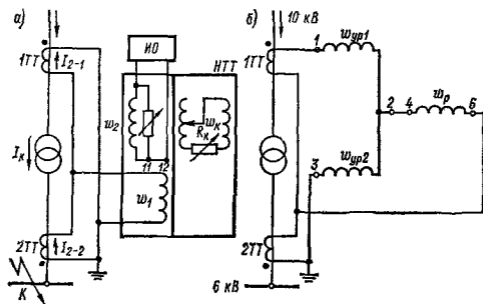


Рис 41 Упрощенная схема дифференциальной защиты трансформатора с реле серии РНТ-560 (для одной фазы) (а) и принципиальная схема включения первичной обмотки НТТ  $\omega_1$ , состоящей из двух уравнивательных  $\omega_{ур1}$ ,  $\omega_{ур2}$  и одной рабочей обмотки  $\omega_p$  (б)

$\omega_2$ ,  $\omega_K$  — вторичная и короткозамкнутая обмотки НТТ; НО — исполнительный орган (электромагнитное реле типа РТ-40)

включения первичной обмотки на рис 41,б может быть изменен с целью исключения рабочей обмотки  $w_p$ . Для этого зажимы 2 и 6 реле соединяются, а перемычка 2—4 размыкается, обмотка  $w_p$  остается разомкнутой. Такой вариант включения реле и используется для защиты двухобмоточных трансформаторов.

Вторичная обмотка  $w_2$  расположена на другом стержне магнитопровода НТТ, к ней подключен исполнительный орган (реле типа РТ 40) и резистор для подрегулировки его тока срабатывания. Имеется разъем (накладка) 11—12 для измерения тока небаланса в исполнительном органе.

Короткозамкнутая обмотка  $w_k$  предназначена для эффективной отстройки защиты от апериодической составляющей броска тока намагничивания при включении силового трансформатора, а регулируемый резистор  $R_k$  служит для усиления или ослабления этой отстройки. При использовании реле РНТ-565 для защиты трансформаторов устанавливается  $R_k \approx 3 \div 4$  Ом (для старых реле РНТ 562 это соответствует положению штепсельных винтов Б—Б). При предельной загрузке трансформаторов тока дифференциальной защиты рекомендуется установить  $R_k \approx 0,8 \div 1$  Ом, что улучшает отстройку от бросков тока намагничивания. Надежность отстройки дифференциальной защиты от БТН проверяется опытным путем пятикратным включением трансформатора под напряжение со стороны основного питания.

Ток срабатывания дифференциальной защиты трансформаторов, выполненной на реле РНТ 565, как правило, определяется условием (41) отстройки от тока небаланса, так как его значение оказывается больше, чем ток срабатывания, выбранный по условию отстройки от БТН (0,9—1,3 номинального тока трансформатора). Ток срабатывания реле определяется по выражению (22). Для обеспечения заданного тока срабатывания на реле серии РНТ 560 необходимо на рабочей обмотке установить число витков, определяемое по выражению

$$w_p = F_{c p} / I_{c p}, \quad (48)$$

где  $F_{c p}$  — магнитодвижущая сила, необходимая для срабатывания реле, А, для реле РНТ-565 она равна  $(100 \pm 5)$  А, для реле РНТ-562 (снятых с производства) —  $(60 \pm 4)$  А.

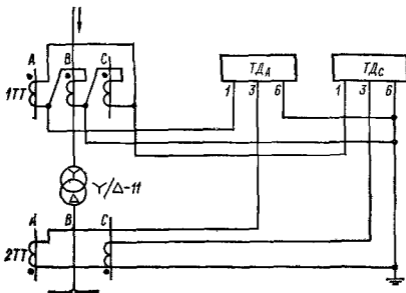


Рис 42 Принципиальная схема включения реле типа РНТ 565 ( $T_{ДА}$  и  $T_{Дс}$ ) дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора со схемой соединения обмоток  $Y/\Delta-11$

Указания и примеры расчета уставок дифференциальной защиты с реле РНТ 565 приведены в работе [9]. Пример включения реле РНТ 565 в дифференциальной защите двухобмоточного трансформатора со схемой соединения обмоток  $Y/\Delta 11$  приведен на рис 42. В качестве оперативного тока может быть использован постоянный или выпрямленный оперативный ток (подобно тому, как показано на рис 31, а, б), или переменный оперативный ток, с помощью реле РП 341, дешунтирующих ЭО (рис 32).

## 12. СИГНАЛИЗАЦИЯ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ НА СТОРОНЕ 10 кВ ТРАНСФОРМАТОРА

Сети 10 кВ относятся к сетям с малым током замыкания на землю [2]. Однофазные замыкания на землю не сопровождаются здесь большими токами, как, например, в сетях 0,4 кВ или 110 кВ и выше, которые работают в режиме глухого заземления нейтралей и где токи однофазного КЗ могут быть равны токам трехфазного КЗ. В сетях 10 кВ естественные токи замыкания на землю обусловлены лишь суммарной емкостью элементов 10 кВ, работающих в одной

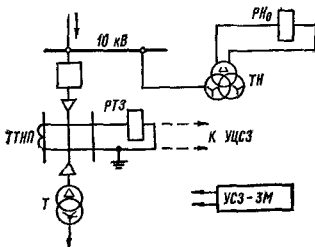


Рис. 43. Устройства сигнализации однофазных замыканий на землю в сети 10 кВ трансформаторной подстанции

*PH<sub>0</sub>* — максимальное реле напряжения нулевой последовательности ( $3U_0$ ); *РТЗ* — максимальное реле тока нулевой последовательности, подключаемое к ТТ нулевой последовательности кабельного типа *ТТНП*; *УСЗ-З* — групповое устройство сигнализации, *УЦСЗ* — устройство центральной сигнализации, стационарно подключенное ко всем *ТТНП* присоединений 10 кВ подстанции

электрической связанной сети Наибольшей емкостью обладают кабельные линии, наименьшей — воздушные линии 10 кВ Максимально допустимое значение емкостного тока для сети 10 кВ равно 20 А [2]. При более высоких значениях емкостного тока замыкания на землю он должен компенсироваться с помощью дугогасительных устройств, представляющих собой регулируемые катушки индуктивности. Замыкания на землю в таких сетях, как правило, не отключаются, но об их появлении необходимо извещать дежурный оперативный персонал, который должен немедленно приступить к отысканию и устранению повреждения. Из этого требования «Правил» [2] исходят при выборе типов устройств сигнализации замыканий на землю.

Оповещение дежурного оперативного персонала о появлении замыкания на землю («Земля в сети») производит, как правило, устройство контроля изоляции, имеющееся на каждой подстанции и в каждом распределительном устройстве 6, 10, 35 кВ. Это простейшее устройство выполняется с помощью максимального реле напряжения *PH<sub>0</sub>* (рис. 43) типа РН-53/60Д, включенного на специальную вторичную обмотку трансформатора напряжения *ТН*, соединенную по схеме, называемой *разомкнутым треугольником*.

ком. Эта обмотка является фильтром напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ . В нормальном режиме работы сети 10 кВ при симметричных напряжениях фаз *A*, *B* и *C* на выводах этой обмотки и на реле *РН* напряжение очень мало (не более 1 В), но при металлическом однофазном замыкании на землю напряжение возрастает до 100 В. Даже при замыканиях через переходное сопротивление, когда напряжение  $3U_0$  меньше 100 В, обеспечивается надежное срабатывание реле *РН*, минимальная уставка которого 15 В [11]. Однако действие этой сигнализации не указывает непосредственно на поврежденный элемент, подключенный к шинам 10 кВ. Для того чтобы определить элемент, на котором произошло однофазное замыкание на землю, допускается поочередное отключение элементов 10 кВ. Поврежденный элемент определяется по исчезновению сигнала «Земля в сети», который снимается при размыкании контактов реле *РН* при исчезновении напряжения  $3U_0$ . Операции поочередного отключения и включения элементов занимают много времени, они могут нарушить нормальную работу потребителей. Поэтому промышленность выпускает несколько типов устройств, позволяющих однозначно (*селективно*) определить элемент с однофазным замыканием на землю. Рассмотрим некоторые из тех, которые могут использоваться на трансформаторах 10 кВ и блоках линия—трансформатор 10 кВ.

**Устройство типа УСЗ-3М.** Устройство выпускается Чебоксарским электроаппаратным заводом и представляет собой измерительный прибор, который может использоваться как переносный или стационарный, причем одного прибора достаточно для подстанции с большим числом элементов 10 кВ. При использовании прибора в качестве переносного он поочередно подключается дежурным электромонтером к трансформаторам тока нулевой последовательности кабельного типа (*ТТНП* на рис. 43). При использовании этого прибора в качестве стационарного рядом с ним устанавливается кнопочное устройство, к которому подводятся соединительные провода от каждого *ТТНП*. С помощью поочередного нажатия кнопок устройство подключается к соответствующим *ТТНП*. В том и другом варианте прибором УСЗ-3М измеряются средние значения суммы высших гармонических составляющих в токах замыкания на землю, прохо-



дящих по элементам 10 кВ. Наибольшее показание прибора указывает на поврежденный элемент.

Устройство УСЗ ЗМ широко используется в кабельных сетях 10 кВ, особенно тех, которые работают с полной компенсацией тока замыкания на землю. Недостатком этого способа является необходимость вмешательства дежурного оперативного персонала, что часто не позволяет быстро определить поврежденный элемент, особенно на подстанциях без постоянного дежурства и на подстанциях с большим числом элементов 10 кВ. Поэтому сейчас разрабатываются устройства, автоматизирующие процесс одновременного измерения и сравнения уровня высших гармоник в токах замыкания на землю всех элементов 10 кВ данной подстанции.

**Максимальная токовая защита нулевой последовательности с реле типа РТЗ-51, включенными на ТТНП.** Такая защита может быть выполнена в тех случаях, когда суммарное значение емкостных токов основной частоты всех элементов данной сети ( $I_{с\text{ сум}}$ ), примерно в 10 раз превышает наибольшее значение емкостного тока одного элемента ( $I_{с\text{ эл макс}}$ ). Реле примерно в 10 раз превышает наибольшее значение тока срабатывания (первичный) выбирается примерно в 6 раз большим собственного емкостного тока защищаемого элемента с целью обеспечить несрабатывание защиты при внешних однофазных замыканиях на землю. Такая защита может селективно работать при большом числе присоединений 10 кВ и суммарном емкостном токе 10—20 А.

В момент однофазного замыкания на землю (например, на одном из выводов 10 кВ трансформатора, рис 43) суммарный емкостный ток промышленной частоты (50 Гц), включающий в себя емкостные токи, посылаемые всеми присоединениями 10 кВ подстанции, проходит к месту повреждения и трансформируется через ТТНП в реле РТЗ-51 поврежденного элемента. Реле срабатывает и подает соответствующий сигнал, позволяющий определить поврежденный элемент. Вместо реле РТЗ-51 может устанавливаться реле типа РТ-40, если обеспечивается чувствительность защиты.

**Устройство УСЗ.** На крупных подстанциях с большим числом присоединений 10 кВ, и в том числе трансформаторов 10 кВ или блоков линия—транс-

форматор, при наличии на каждом присоединении ТТНП кабельного типа (рис 43), может использоваться групповое устройство центральной сигнализации типа УЦСЗ 20 (одно на 20 присоединений) или типа УЦСЗ 60 (одно на 60 присоединений 10 кВ). Устройство освоено ПО «Энергоавтоматика» Минэнерго СССР. Устройство одновременно измеряет и сравнивает между собой амплитудные токи замыкания на землю и показывает номер того присоединения, которому соответствует наибольшее значение тока. Это присоединение и является поврежденным.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О НОВЫХ ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ (ЭЛЕКТРОННЫХ) РЕЛЕ ТОКА, ВРЕМЕНИ И ПРОМЕЖУТОЧНЫХ

Основные технические характеристики новых серийных реле тока, времени и промежуточных, которые используются в современных устройствах релейной защиты различных элементов электроустановок, в том числе трансформаторов 10 кВ, приведены на основании данных завода изготовителя — Чебоксарского электроаппаратного завода.

**Реле максимального тока серий РСТ-11 и РСТ-13.** Токковые реле мгновенного действия этих серий по своему назначению являются электронными аналогами электромеханических реле серии РТ 40, описание которых дано в работе [11].

Принцип действия реле РСТ 11 РСТ 13 основан на измерении интервала времени, в течение которого мгновенное значение измеряемого тока превышает некоторую эталонную величину. Четкое срабатывание этих реле обеспечивается поэтому при любых возможных искажениях синусоиды тока на входе реле даже если токовая погрешность трансформаторов тока составляет 80—90 % [14]. Как видно из зависимости  $A = \psi(f)$  на рис 28, а значения токовой погрешности трансформаторов тока практически не превышают 80 % и, таким образом, реле серий РСТ 11, РСТ-13 могут надежно срабатывать при таких кратностях токов КЗ, при которых реле серии РТ 40 отказывают из-за вибрации их контактной системы.

Коэффициент возврата реле РСТ 11 РСТ 13 составляет не менее 0,9 на любой уставке, что позволяет принять меньший ток срабатывания максимальной токовой защиты, чем в тех случаях, когда используются электромеханические реле тока (§ 8).

Пределы уставок и значения мощности, потребляемой реле от трансформаторов тока, приведены в табл П1-1 (только для реле серии РСТ 11). Для реле РСТ 13 они аналогичны.

Уставка (ток срабатывания реле) выставляется с помощью переключателей, имеющихся на лицевой плате реле, в соответствии с формулой

$$I_{ср} = I_{\text{нн}} (1 + \Sigma N), \quad (\text{П1-1})$$

где  $I_{\min}$  — минимальная уставка для соответствующего типа реле (табл. П1-1);  $\Sigma N$  — сумма чисел, определяется по положению переключателей на лицевой плате реле (шкале уставок). Всего переключателей 5. Возле них имеются цифры 0,1; 0,2; 0,4; 0,8 и 1,6. В выражении (П1-1) учитываются цифры только возле тех переключателей, которые установлены в выступающем положении, а шлиц под отвертку на их головках расположен в горизонтальном положении.

Например, для реле типа РСТ-11-24 из табл. П1-1 видно, что  $I_{\min} = 5$  А. Если ни один из переключателей не установлен в выступающее положение, то ток срабатывания реле равен 5 А. Для получения тока срабатывания, например, равного 10 А, необходимо установить в выступающее положение переключатели у цифр 0,2 и 0,8. Тогда по выражению (П1-1)  $I_{c.p.} = 5(1 + 0,2 + 0,8) = 10$  А. Таким образом, ток срабатывания устанавли-

Таблица П1-1

Технические данные реле серии РСТ-11

Тип реле	Пределы уставки (тока срабатывания), А	Номинальный ток, А	Мощность, потребляемая реле при токе минимальной установки, В·А
РСТ-11-0,4	0,05—0,2	0,4	0,1
РСТ-11-0,9	0,15—0,6	1,6	0,1
РСТ-11-14	0,5—2,0	2,5	0,1
РСТ-11-19	1,5—6,0	10,0	0,2
РСТ-11-24	5,0—20,0	16,0	0,2
РСТ-11-29	15,0—60	16,0	0,8
РСТ-11-32	30—120	16,0	2,4

вается дискретно (а не плавно, как у реле РТ-40). Однако ступени изменения уставок составляют 0,1  $I_{\min}$ , что обеспечивает достаточную точность настройки реле.

Сопровиления реле серий РСТ-11, РСТ-13 вычисляются по значениям потребляемой мощности от трансформаторов тока, указанным в табл. П1-1 при минимальной уставке реле. Например, для реле типа РСТ-11-24 сопротивление  $z_p = 0,2/5^2 = 0,008$  Ом. Надо отметить, что потребление мощности у реле серий РСТ-11, РСТ-13 примерно в 2 раза меньше, чем у реле серии РТ-40, что является особенно важным при использовании реле РСТ с малыми токами срабатывания.

Реле серий РСТ-11, РСТ-13 имеют один замыкающий и один размыкающий контакты. Коммутационная способность контактов в цепи постоянного тока составляет 30 Вт, в цепи переменного тока 250 В·А при напряжении не более 250 В и токе не более 1 А (постоянного) и 2 А (переменного).

Реле этих серий, как и все полупроводниковые (электронные) реле, нуждаются в источнике питания (рис. 14, б). Напряжение питания для РСТ-13 — постоянное 220 В, для РСТ-11 — переменное 220 В, которое в этих реле преобразуется в постоянное. Из-за встроенных в каждое реле преобразователей они по-

требляют значительную мощность от источников оперативного тока, что является существенным недостатком при использовании большого количества этих реле в схемах защиты электроустановки.

Корпус реле РСТ типа «СУРА» I габарита.

**Реле времени типа РВ-01.** Эти реле обеспечивают выдержку времени максимальной токовой защиты, срабатывая после подачи напряжения оперативного тока (рис 22, а). Они являются электронными аналогами электромеханических реле времени серий РВ-100 и РВ-200 и выпускаются для постоянного и переменного оперативного тока на стандартные номинальные напряжения.

Контактная система РВ 01 состоит из двух переключающихся контактов, которые срабатывают одновременно с одной и той же установкой по времени. Таким образом, мгновенно и временно замыкающего (импульсного) контакта у этих реле нет, что является недостатком по сравнению с электромеханическими реле времени [11].

Реле времени РВ-01 выпускается в четырех вариантах (диапазонах уставок) от 0,1 до 1,0 с; от 0,3 до 3,0 с, от 0,1 до 10 с и от 0,3 до 30 с. Регулировка уставок — дискретная. Например, реле времени РВ-01 с диапазоном уставок от 0,1 до 1,0 с имеет минимальную ступень регулирования 0,01 с, а реле с диапазоном от 0,3 до 3,0 с — ступень 0,03 с. Однако это обеспечивает достаточно точную настройку защиты. Реле РВ-01 имеют меньшие разбросы выдержек времени по сравнению с электромеханическими реле времени, что позволяет выбирать меньшие ступени селективности и ускорять отключение КЗ максимальными токовыми защитами [§ 8, выражение (29)].

**Реле времени типа РВ-03.** Эти реле предназначены для получения выдержек времени после снятия переменного оперативного напряжения (рис 22, б). Они являются электронными аналогами электромеханических реле времени типов ЭВ-215, ЭВ-225, ЭВ-235 и ЭВ-245, выпускаются на номинальные напряжения 100, 127, 220 и 380 В.

Контактная система реле РВ-03 состоит из одного мгновенного переключающего контакта и двух размыкающих контактов с независимо друг от друга регулируемой выдержкой времени.

Реле РВ-03 выпускается в трех вариантах (диапазонах уставок): от 0,15 до 3,0 с, от 0,5 до 10 с и от 1,0 до 20 с. Регулировка уставок — дискретная. Например, для диапазона выдержек времени от 0,15 до 3,0 с минимальная ступень регулирования 0,05 с, для диапазона от 0,5 до 10 с — ступень 0,15 с, для диапазона от 1,0 до 20 с — ступень 0,3 с.

Время размыкания размыкающих контактов после подачи номинального напряжения не превышает 0,025 с.

**Реле промежуточные серии РП-16.** Эта серия электромеханических промежуточных реле предназначена для замены реле серий РП-23, РП-25, РП-255, РП-232, РП-233 и выпускается на те же номинальные напряжения постоянного и переменного оперативного тока.

Реле РП-16-1 является аналогом реле РП-23 и выпускается с двумя группами контактов, 4 замыкающих и 2 размыкающих или 2 замыкающих и 4 размыкающих.

Реле РП-16-2 является аналогом реле РП-233. В дополнение к обмотке напряжения реле имеет две токовые удерживающие обмотки на номинальные токи 0,5; 1; 2; 4 и 8 А. Из четырех за-

мыкающих контактов два включены последовательно со своими удерживающими обмотками два контакта — размыкающие

Реле РП 16 3 является аналогом реле РП 255 и имеет три токовые удерживающие обмотки (на те же номинальные токи, что и у реле РП 16 2) Контактная система состоит из 6 замыкающих контактов из которых 3 включены последовательно со своими токовыми обмотками

Реле РП 16 4 является аналогом реле РП 232 срабатывает от токовой обмотки и удерживается с помощью обмотки напряжения (12 24 18 110 или 220 В постоянного оперативного тока) Контактная система состоит из двух замыкающих и двух размыкающих контактов

Реле РП 16 7 — промежуточное переменного напряжения, является аналогом реле РП 25 Оно выпускается на номинальные напряжения 100 127 220 230 и 380 В с двумя вариантами контактов 4 замыкающих и 2 размыкающих или 2 замыкающих и 4 размыкающих

Реле промежуточные серии РП 17 Эти реле с ускоренным срабатыванием (не более 0 011 с) используются в схемах быстродействующих защит Например в схеме токовой отсечки трансформатора 10(6) кВ на шине быстродействующего выходного промежуточного реле типа РП 17 позволяет выполнить уставку по времени на защите последующего питающего элемента равную 0 3 с (при использовании в этой защите реле времени РВ 01) Реле РП 17 выпускаются только для постоянного оперативного тока со стандартными номинальными напряжениями 24 48, 110 и 220 В

Реле промежуточные серии РП-18 Реле этой большой серии выпускаются с замедлением на срабатывание или на возврат и предназначены для замены реле серии РП 250 Для создания замедления действия используются полупроводниковые (электронные) блоки [14]

Реле РП 18 1 РП 18 2 РП 18 3 постоянного оперативного тока имеют замедление на срабатывание до 0 25 с и отличаются друг от друга контактной системой и количеством обмоток (напряжения и тока)

Реле РП 18 5 РП 18 6 и РП 18 7 также предназначены для постоянного оперативного тока но имеют замедление на возврат в пределах от 0 15 до 0 4 с от 0 4 до 1 0 с и 0 8 до 2 0 с соответственно

Реле РП 18 8 РП 18 9 и РП 18 0 имеют замедление на возврат в тех же пределах что и предыдущие типы реле но предназначены для переменного оперативного тока с номинальными напряжениями 100 127 220 или 380 В

Из выявленных на практике недостатков реле серии РП 16 и РП 18 следует отметить возможность механического застревания реле из-за коробления пластмассовых направляющих

Для реле РП 18 возможен отказ в возврате при медленном снижении напряжения питания поэтому не следует применять реле типа РП 18 для сигнализации снижения уровня напряжения на аккумуляторной батарее

Реле серии РП 16 и РП 18 обладают повышенной чувствительностью и могут излишне (ложно) сработать при таких повреждениях в цепях постоянного оперативного тока которые вызывают заземление одного из полюсов В связи с этим в 1987 г было принято решение (противоаварийный циркуляр Ц 10 87), со-

гласно которому необходимо у всех реле РП 16 и РП 18 ложное срабатывание которых при появлении «земли» в цепях оперативного постоянного тока может привести к тяжелым последствиям (авариям) зашунтировать катушку реле резистором 51 кОм 10 Вт для номинального напряжения 220 В и 12 кОм, 15 Вт для номинального напряжения 110 В При параллельном включении двух и более реле параметры шунтирующего резистора выбираются исходя из необходимости обеспечить результирующее сопротивление не более 4 кОм при напряжении 220 В и не более 1 кОм при напряжении 110 В

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

### БУКВЕННЫЕ КОДЫ РЕЛЕ

С 1977 г в проектной документации и различных информационных материалах по релейной защите применяются латинские буквенные обозначения (коды) электрического оборудования, в том числе и реле Наряду с этим используются и традиционные обозначения реле русскими буквами несущими смысловое значение например РТ — реле тока РВ — реле времени и т. п. В табл. П2.1 приводятся условные обозначения (коды) некоторых типов реле

Таблица П2.1

Наименование реле	Код	
	русский	латинский
Реле		
тока	РТ	КА
времени	РВ	КТ
промежуточное	РП	КЛ
указательное	РУ	КН
газовое	РГ	КСГ
напряжения	РН	КВ
Фильтр реле напряжения	РНФ	КВЗ
Реле направления мощности	РМ	КВ
Реле сопротивления	РС	КЗ
Реле положения выключателя		
«Включено»	РПВ	КQC
«Отключено»	РПО	КQT
Реле фиксации команды включения	РФ	КQQ
Контактор пускатель	КП	КМ
Реле частоты	РЧ	КФ
Реле контроля	РК	КС

Наряду с реле латинскими буквами обозначаются выключатели масляные или вакуумные (Q), разъединители рубильники (QS) автоматические воздушные выключатели (SF), накладки и отключающие устройства в схемах защиты (SX), плавкие предохранители (F) трансформаторы тока (TA) и напряжения (TV) и т. д. [4]

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Правила устройства электроустановок/Минэнерго СССР.— 6-е изд — М. Энергоатомиздат, 1985
- 2 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей — 14 е изд — М. Энергия, 1989
- 3 Беркович М. А., Молчанов В. В., Семенов В. А. Основы техники релейной защиты — М. Энергия, 1984.
- 4 Шабад М. А. Защита и автоматика электрических сетей агропромышленных комплексов — Л. Энергоатомиздат, 1987.
5. Сборник директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР (Электротехническая часть)/Минэнерго СССР — М. Энергоатомиздат, 1985
- 6 Беляева Е. Н. Как рассчитать ток короткого замыкания — М. Энергоатомиздат, 1983
- 7 Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ — Л. Энергоатомиздат, 1988
- 8 Емельянцеv А. Ю., Шабад М. А. Выбор предохранителей для защиты трансформаторов 6 и 10 кВ сельских электрических сетей//Энергетик — 1984 — № 11, № 12
- 9 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматикv распределительных сетей — Л. Энергоатомиздат, 1985
- 10 Шабад М. А. Защита трансформаторов распределительных сетей — Л. Энергоатомиздат, 1981
- 11 Реле защиты/В С Алексеев, Г П Варганов, Б И Панфилов, Р З Розенблюм — М. Энергия, 1976
- 12 Королев Е. П., Либерзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты — М. Энергия, 1980
- 13 Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты — М. Энергия, 1977.
- 14 Гельфанд Я. С. Релейная защита распределительных сетей.— М. Энергоатомиздат, 1987
15. Голубев М. Л. Реле прямого действия.— М.: Энергия, 1966.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	3
1. Параметры силового трансформатора, необходимые для выбора его защиты . . . . .	5
2. Виды повреждений и ненормальных режимов работы трансформаторов . . . . .	11
3. Расчеты токов короткого замыкания за трансформаторами . . . . .	23
4. Защита трансформаторов плавкими предохранителями . . . . .	35
5. Защита трансформаторов на стороне 0,4 кВ автоматическими воздушными выключателями . . . . .	48
6. Релейная защита трансформаторов . . . . .	55
7. Токовая отсечка на трансформаторах . . . . .	66
8. Максимальная токовая защита . . . . .	71
9. Специальная токовая защита нулевой последовательности от однофазных КЗ на землю в сети НН 0,4 кВ . . . . .	110
10. Газовая защита . . . . .	114
11. Дифференциальная токовая защита . . . . .	118
12. Сигнализация при однофазных замыканиях на землю на стороне 10 кВ трансформатора . . . . .	133
Приложение 1. Краткие сведения о новых полупроводниковых (электронных) реле тока, времени и промежуточных . . . . .	137
Приложение 2 Буквенные коды реле . . . . .	141
Список литературы . . . . .	142



Производственное издание

**МИХАИЛ АБРАМОВИЧ ШАБАД**

**ЗАЩИТА  
ТРАНСФОРМАТОРОВ  
10 кВ**

Редактор *В Н Миханкова*  
Художник обложки *Е Г Коленова*  
Художественный редактор *Т Ю Теплицкая*  
Технический редактор *Н А Минеева*  
Корректор *Н Б Чухутина*

ИБ № 2409

Сдано в набор 13 01 89 Подписано в печать 31 08 89 Формат 84×108<sup>1</sup>/<sub>32</sub>.  
Бумага типографская № 2 Гарнитура литературная Печать высокая.  
Усл. пег. л. 7,56 Усл. кр. отт. 7,77, Уч. изд. л. 7,94 Тираж 25 000 экз.  
Заказ № 14 Цена 45 к

Энергоатомиздат, 113114 Москва М 114, Шлюзовая наб., 10

Ленинградская типография № 2 головное предприятие ордена Трудового  
Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга»  
им. Евгении Соколовой при Госкомиздате СССР по печати, 198053, Ленин-  
град Л 52, Измайловский проспект, 29.

45 коп.

75-87-76

С. 87