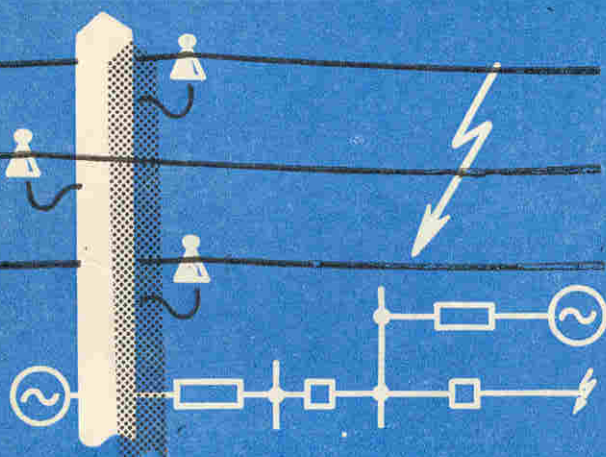


БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОМОНТЕРА



М. Л. ГОЛУБЕВ

**РАСЧЕТ ТОКОВ
КОРОТКОГО
ЗАМЫКАНИЯ
В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ
0,4-35 кВ**



Библиотека
ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

Основана в 1959 г.

Выпуск 505

М. Л. ГОЛУБЕВ

**РАСЧЕТ ТОКОВ
КОРОТКОГО
ЗАМЫКАНИЯ
В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ
0,4—35 кВ**

Издание второе, переработанное
и дополненное



МОСКВА «ЭНЕРГИЯ» 1980

ББК 31.279

Г 62

УДК 621 316 1.014.7 001.24

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

В. Н. Андриевский, Я. М. Большам, А. И. Зевакин, Е. А. Каминский
Э. С. Мусаэлян, С. П. Розанов, В. А. Семенов, Ф. И. Синьчугов
А. Д. Смирнов, Б. А. Соколов, А. Н. Трифонов, А. А. Филатов,
П. И. Устинов

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цель предлагаемой книги — повысить производительность труда и уменьшить возможность ошибок работников местных служб релейной защиты и автоматики, занятых расчетами токов короткого замыкания для выбора уставок релейной защиты распределительных сетей. В книге даются основные расчетные уравнения, применяемые на практике, а в приложениях приводятся основные справочные данные, достаточные для большинства расчетов.

Для лучшего освоения рекомендуемой методики все основные положения иллюстрируются числовыми примерами.

Основные расчетные выражения подробно выводятся в соответствующих учебниках, поэтому в данной работе они приводятся без доказательства.

Все замечания и пожелания по книге просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, изд-во «Энергия».

Автор

Голубев М. Л.

Г 62 Расчет токов короткого замыкания в электросетях 0,4—35 кВ. — 2-е изд. перераб. и доп. — М.: Энергия, 1980. — 88 с. ил. — (Б-ка электромонтера Вып. 505).

20 к

В книге рассматриваются методы расчетов токов короткого замыкания в электросетях 0,4—35 кВ, необходимые для выбора уставок релейной защиты и предохранителей. Первое издание книги вышло в 1967 г. под названием «Методы расчета токов короткого замыкания в распределительных сетях». Настоящее издание дополнено в основном расчетами сетей с двусторонним питанием, однофазных замыканий в сетях 0,4 кВ, несимметричных замыканий за трансформаторами с разными схемами соединений обмоток.

Книга рассчитана на электромонтеров служб релейной защиты и автоматики распределительных сетей.

Г $\frac{30311-326}{051(01)-80}$ 81-80. 2302040000

ББК 31.279

6П2.13

© Издательство «Энергия», 1980 г.

1. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТОВ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Под распределительными сетями обычно понимают воздушные и кабельные сети в городах и сельской местности напряжением 0,4—35 кВ, по которым электроэнергия передается потребителям от питающих центров — электростанций и подстанций энергосистем. Таким образом, в распределительную сеть входят линии 6—35 кВ от шин питающих центров, понизительные трансформаторы, воздушные и кабельные линии низшего напряжения 0,4 кВ до вводов в жилые дома и небольшие промышленные предприятия. Крупные промышленные предприятия питаются от специально построенных для них подстанций напряжением 35—220 кВ и более и имеют свои собственные кабельные внутренние сети обычно 6—10 кВ, цеховые подстанции и сети низшего напряжения.

Основной особенностью распределительных сетей является соотношение сопротивлений линий и трансформаторов питающей их энергосистемы с сопротивлениями линий и трансформаторов рассчитываемой сети, что позволяет значительно упростить расчеты.

Путем преобразования все генераторы и сети энергосистемы (рис. 1, а) можно привести к простейшей схеме замещения (рис. 1, б), в которой все генераторы заменяются одним эквивалентным генератором с электродвижущей силой E_c , а сопротивления всех линий, трансформаторов и генераторов до шин подстанции, питающей распределительную сеть, заменяются сопротивлени-

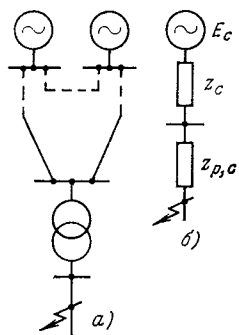


Рис 1 Схема для расчета токов к з
а — полная, б — расчетная.

ем энергосистемы z_c . Сопротивления линий и трансформаторов распределительной сети от шин питающей подстанции до места короткого замыкания (к. з.) суммируются и заменяются одним сопротивлением $z_{p,c}$. Таким образом, вся расчетная схема приводится к схеме на рис. 1, б. Для современных мощных энергосистем суммарное сопротивление $z_k = z_c + z_{p,c}$ оказывается очень велико, а ток к. з. мал. В результате короткое замыкание не сопровождается понижением напряжения генераторов и работой их регуляторов возбуждения

Ток трехфазного к. з. $I_k^{(3)}$ через сопротивление $z_k = z_c + z_{p,c}$ определяется по закону Ома, как для источника тока с неизменной фазной электродвижущей силой E_c :

$$I_k^{(3)} = \frac{E_c}{z_c + z_{p,c}}, \quad (1)$$

где величины z_c и $z_{p,c}$ определены для одной фазы, Ом/фазу.

Такая схема позволяет не учитывать переходные процессы в генераторах, что значительно упрощает все расчеты. В практических расчетах фазовая э. д. с. генераторов E_c пересчитывается и заменяется линейным напряжением холостого хода U_x вторичной обмотки трансформатора, питающего распределительную сеть. Уравнение (1) приводится к основному расчетному виду

$$I_k^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3}(z_c + z_{p,c})}. \quad (2)$$

Величина z_c определяется довольно сложными расчетами, которые обычно выполняются с помощью электронных вычислительных машин (ЭВМ) или специальных расчетных моделей. В результате для всех подстанций и электростанций энергосистемы определяется ток к. з. на шинах, питающих распределительную сеть $I_{ш}^{(3)}$, а по нему определяется z_c для расчетов токов к. з. в самой распределительной сети:

$$z_c = \frac{U_x}{\sqrt{3} I_{ш}^{(3)}}. \quad (3)$$

Иногда вместо тока трехфазного к. з. задается мощность к. з. $S_k^{(3)}$. Это — условная величина, равная $S_k^{(3)} = \sqrt{3}U_x I_{ш}^{(3)}$. Сопротивление энергосистемы в этом случае определяется по уравнению

$$z_c = \frac{U_x^2}{S_k^{(3)}}. \quad (4)$$

Совершенно недопустимо вместо мощности к. з. подставлять в формулу (4) значение разрывной мощности выключателей. Разрывная мощность выключателей для распределительных сетей почти всегда оказывается значительно больше, чем мощность к. з. Сопротивление энергосистемы при этом будет преуменьшено, а токи — преувеличены, что может привести к отказам или не селективной работе защит.

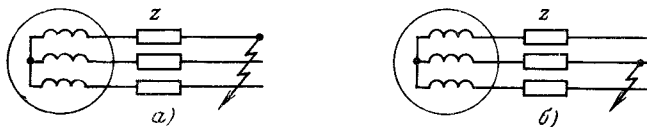


Рис. 2 Расчетные схемы для короткого замыкания. а — трехфазное к. з., б — двухфазное к. з.

Таким образом, исходными данными для расчетов токов к. з. в распределительных сетях являются величины U_x и z_c . Величина $z_{p,c}$ определяется для каждого случая по данным рассчитываемой сети: длине, сечению и расположению проводов линий, паспортным данным трансформаторов, длине, сечению и конструкции кабелей и т. п.

Важной особенностью распределительных сетей является возможность не учитывать аperiodическую составляющую тока к. з., которая вследствие большего значения активного сопротивления затухает очень быстро, за сотые доли секунды.

Следующим упрощением для расчетов в распределительных сетях является возможность не вычислять особо ток двухфазного к. з., а определять его по току трехфазного к. з. На рис. 2 даны простейшие схемы замещения для трехфазного и двухфазного к. з., из которых видно, что:

при трехфазном к. з. ток определяется фазным напряжением U_ϕ и сопротивлением z_k одной фазы

$$I_k^{(3)} = U_\phi / z_k;$$

при двухфазном к. з. поврежденная цепь питается линейным напряжением U_Δ , а полное сопротивление цепи состоит из последовательно включенных сопротивлений z_k двух фаз:

$$I_k^{(2)} = \frac{U_\Delta}{2z_k} = \frac{\sqrt{3}U_\phi}{2z_k} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k^{(3)}.$$

В ряде случаев сопротивление z_c по сравнению с $z_{p,c}$ настолько мало, что им можно пренебречь и принять $z_c = 0$. Такой случай считается питанием от системы бесконечной мощности, и ток трехфазного к. з. определяется по выражению (2), в котором $z_c = 0$:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3}z_{p,c}} \quad (5)$$

При практических расчетах важно определить, можно ли энергосистему, питающую распределительную сеть, считать системой бесконечной мощности и вместо уравнения (2) пользоваться уравнением (5). Точные сведения следует получить в энергосистеме. Для ориентировочной оценки энергосистему можно считать системой бесконечной мощности, если выполняются условия уравнений (6) или (7):

$$\frac{S_c}{U_x^2} \leq 3z_c; \quad (6)$$

$$\frac{S_c}{S_k^{(3)}} \leq 3, \quad (7)$$

где S_c — суммарная мощность всех генераторов энергосистемы, МВ·А; $S_k^{(3)}$ — мощность трехфазного к. з. на шинах подстанции, питающей распределительную сеть, МВ·А; U_x — вторичное линейное напряжение трансформаторов, питающих распределительную сеть, кВ; z_c — сопротивление системы, приведенное к шинам питающей подстанции, Ом/фазу.

Все вышеприведенные рассуждения относились к распределительным сетям, питающимся от подстанций мощной энергосистемы.

Многие распределительные сети питаются непосредственно от шин генераторного напряжения электростанций, в том числе и от станций небольшой мощности. Если сеть питается от шин генераторного напряжения через реакторы, которые при к. з. в сети поддерживают напряжение на питающих к. з. шинах близким к нормальному, то можно пользоваться описанной методикой. Если же реакторов нет или сопротивление их мало и напряжение на шинах электростанции при к. з. за реактором снижается значительно, то пользоваться излагаемой методикой нельзя. Эти исходные данные следует получить на электростанции или в энергосистеме, в которую входит электростанция.

Следующая особенность распределительных сетей — необходимость учета активных сопротивлений. В современных сетях с напряжением 110 кВ и выше активные сопротивления настолько малы по сравнению с индуктивными, что ими обычно пренебрегают и считают полное сопротивление цепи чисто индуктивным: $z=x$. Такое допущение практически не сказывается на точности расчетов, но серьезно облегчает их, позволяя все преобразования схем и расчет сопротивлений выполнять арифметически, а не геометрически. Считается, что пренебрегать активным сопротивлением можно, если $\frac{x}{r} > 3$. При этом определение тока к. з. без учета

активного сопротивления дает ошибку не более 5%.

В распределительных сетях индуктивное сопротивление воздушных линий x составляет 0,3—0,4 Ом/км, активное сопротивление r для алюминиевых проводов сечением 16—70 мм² колеблется в пределах 2—0,5 Ом/км; отношение x/r при этом значительно меньше 3 и колеблется в пределах 0,15—0,6.

Для кабелей индуктивное сопротивление составляет 0,08 Ом/км и отношение x/r еще меньше. Поэтому одним из основных требований является обязательный учет активных сопротивлений сети. В этом случае расчетное уравнение (2) приводится к окончательному виду

$$I_k^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3} \sqrt{(x_c + x_{p,c})^2 + r_{p,c}^2}}. \quad (8)$$

Результаты расчетов по выражениям (2) и (8) будут одинаковыми только в случае, если отношение x/r

для z_c и $z_{p,c}$ одинаково. Но так как $z_c = x_c$, а отношение x/r для воздушных и кабельных линий разное, то это условие невыполнимо и расчет по уравнению (2) может дать значительные ошибки.

Те же выводы можно сделать, рассмотрев x/r у трансформаторов. Для наиболее распространенных в распределительных сетях трансформаторов 6—10/0,4 кВ мощностью от 25 до 400 кВ·А, соединенных по схеме Y/Y_n (звезда — звезда с заземленной нулевой точкой), активное сопротивление составляет 35—1 Ом, индуктивное 55—4 Ом, а отношение x/r 1,6—3,1, что значительно отличается от отношения x/r для воздушных линий с алюминиевыми проводами.

Особо следует отметить трансформаторы распределительных сетей с напряжением 35/6,6—11 кВ мощностью 1000—6300 кВ·А. Отношение x/r у таких трансформаторов колеблется от 5,5 при мощности 1000 кВ·А до 10 при мощности 6300 кВ·А, что позволяет считать их сопротивления чисто индуктивными ($z_T = x_T$), активные сопротивления не учитывать и сопротивления этих трансформаторов арифметически складывать с индуктивными сопротивлениями системы z_c и линий распределительных сетей $z_{p,c}$.

Все современные трансформаторы имеют ответвления от обмоток для регулирования напряжения. Применяются две основные конструкции: переключение без возбуждения (ПВВ), когда переключение ответвлений производится обычно вручную, при полностью отключенном трансформаторе, и регулирование под нагрузкой (РПН), когда переключения происходят при работающем трансформаторе, под нагрузкой и, как правило, автоматически. В зависимости от ответвления изменяются число витков обмотки трансформатора, его сопротивление и, как следствие, ток к. з. при повреждении за трансформатором. Учесть действительное положение ответвлений каждого трансформатора при расчете токов к. з. в распределительных сетях практически невозможно, поскольку положение ответвлений изменяется в зависимости от значения нагрузки, схемы и режима работы сети. Особенно это относится к трансформаторам с регулированием типа РПН, где положение ответвлений может меняться по нескольку раз в день. Поэтому при расчетах обычно принимается, что все трансформаторы включены на основное

ответвление, соответствующее их номинальному напряжению.

Так, трансформатор с ПБВ, имеющий первичное номинальное напряжение $(6,0 \pm 2 \times 2,5\%)$ кВ, считается включенным на ответвление, соответствующее напряжению 6,0 кВ; трансформатор с РПН с первичным номинальным напряжением $(35 \pm 6 \times 1,67\%)$ кВ считается включенным на ответвление, соответствующее напряжению 35 кВ, хотя в действительности он может быть включен и на крайние ответвления 31,5 или 38,5 кВ.

Величины ошибок в определении сопротивлений трансформаторов и, как следствие, ошибки в величине тока рассматриваются далее.

2. ПРИВЕДЕНИЕ К РАСЧЕТНОМУ НАПРЯЖЕНИЮ

Отдельные участки сетей связаны между собой трансформаторами. Поэтому при составлении схемы замещения, аналогичной схеме на рис. 1, необходимо

привести все сопротивления, находящиеся на разных сторонах трансформатора, к одному напряжению — расчетному. За расчетное напряжение обычно принимается то напряжение, на котором установлено наибольшее количество устройств релейной защиты.

Смысл приведения лучше всего поясняется примером. На рис. 3,а изображена простейшая схема участка сети, а на рис. 3,б — ее схема замещения. Принято

Рис 3 Приведение сопротивлений к расчетному напряжению при одном трансформаторе

а — исходная схема б — схема с приведенным сопротивлением, в — расчетная схема

для упрощения, что трансформатор идеальный — его сопротивление равно нулю, потерь мощности в нем нет. На обеих сторонах трансформатора включены измерительные приборы. По значениям напряжений U_1 и U_2 и токов I_1 и I_2 на обеих сторонах трансформатора можно определить сопротивления $z_1 = \frac{U_1}{I_1}$; $z_2 = \frac{U_2}{I_2}$ и мощности $S_1 = U_1 I_1$; $S_2 = U_2 I_2$.

Заменив токи на сопротивления: $I_1 = \frac{U_1}{z_1}$, $I_2 = \frac{U_2}{z_2}$,

получим: $S_1 = \frac{U_1^2}{z_1}$; $S_2 = \frac{U_2^2}{z_2}$.

Так как потерь в трансформаторе нет, то $S_1 = S_2$ или $\frac{U_1^2}{z_1} = \frac{U_2^2}{z_2}$, откуда

$$z_1 = z_2 \frac{U_1^2}{U_2^2} = z_2 \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2; \quad (9)$$

$$z_2 = z_1 \frac{U_2^2}{U_1^2} = z_1 \left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2. \quad (10)$$

В этом и заключается смысл приведения: любое сопротивление, включенное через трансформатор, можно измерить с любой стороны трансформатора — или с той стороны, где оно действительно включено, и получить сразу его действительное значение z_2 , или с другой стороны, но в этом случае действительное значение z_2 получается из измеренной величины z_1 путем пересчета по выражению (10).

При замене действительного трансформатора его схемой замещения необходимо сохранить значения тока и напряжения в одной из его обмоток, для этого и производится приведение по уравнению (9) или (10). У действительного трансформатора сопротивление не равно нулю, поэтому при составлении схемы замещения оно определяется по отношению к одному из его напряжений и включается последовательно с внешними сопротивлениями.

Если в сети имеется несколько последовательно включенных трансформаторов, то приведение производится при переходе через каждый трансформатор. Так, если дана схема на рис. 4,а и требуется всю ее привести к генераторному напряжению, то приведение выполняется следующим образом.

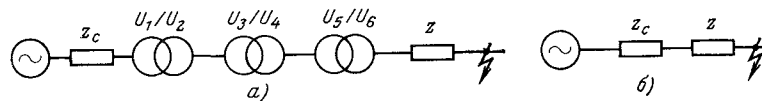


Рис 4 Схемы приведения к расчетному напряжению при нескольких трансформаторах.

а — исходная, б — расчетная

сопротивление z приводится к напряжению U_5 :

$$z_5 = z \left(\frac{U_5}{U_6} \right)^2;$$

приведенное к напряжению U_5 сопротивление приводится к напряжению U_3 :

$$z_3 = z_5 \left(\frac{U_3}{U_4} \right)^2 = z \left(\frac{U_5}{U_6} \right)^2 \left(\frac{U_3}{U_4} \right)^2;$$

приведенное к напряжению U_3 сопротивление приводится к напряжению U_1 :

$$z_1 = z_3 \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 = z \left(\frac{U_5}{U_6} \frac{U_3}{U_4} \frac{U_1}{U_2} \right)^2.$$

Отсюда видно, что выполнять промежуточные приведения (z_3 , z_5) не нужно, а можно сразу использовать уравнение

$$z_1 = z \left(\frac{U_5}{U_6} \frac{U_3}{U_4} \frac{U_1}{U_2} \right)^2. \quad (11)$$

Схема замещения примет вид схемы, приведенной на рис. 4,б. Сопротивление самих трансформаторов и линий между ними в данном случае для упрощения не учитывается.

Существуют два способа приведения: приближенное и точное. При приближенном способе, применяемом в основном при проектировании, когда еще не известны действительные данные трансформаторов, пользуются так называемыми средними номинальными напряжениями каждой ступени: 0,4; 0,525; 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 20,0; 37; 115; 154; 230; 330; 500 кВ. При этом считается, что действительные номинальные напряжения равны средним. Так, если действительный трансформатор с напряжениями 104,5/6,6 кВ включен на ступени напряжения 115 и 6,3 кВ, то считается, что его напряжения равны 115 и 6,3 кВ вместо действительных 104,5 и 6,6 кВ.

При использовании средних номинальных напряжений вычисления упрощаются. Так, в уравнении (11) $U_3=U_2$; $U_5=U_4$ и уравнение (11) приводится к упрощенному виду:

$$z_1 = z \left(\frac{U_1}{U_6} \right)^2. \quad (12)$$

При расчетах действительных сетей этот способ недопустим, так как может вызвать значительные ошибки

и из-за того, что действительные напряжения могут значительно отличаться от средних номинальных. Вызвано это тем, что в действительных сетях многие трансформаторы выпускались в разное время, по разным ГОСТ или техническим условиям, с разными номинальными напряжениями. Поскольку токи к. з. в распределительных сетях невелики, применение при расчете средних номинальных напряжений может вызвать отказы или неселективную работу релейной защиты из-за ошибок в вычислении. Поэтому при приведении сопротивлений необходимо пользоваться действительными номинальными напряжениями холостого хода действительных трансформаторов и уравнением (11), а не (12).

Пример 1. Привести к генераторному напряжению сопротивление z в схеме на рис. 4,а

$$\text{Коэффициенты трансформации трансформаторов: } \frac{U_1}{U_2} = \frac{10,5}{38,5}; \frac{U_3}{U_4} = \frac{35}{6,6}; \frac{U_5}{U_6} = \frac{6}{0,4}$$

Решение: а) Приближенное приведение по уравнению (12):

$$z_1 = z \left(\frac{U_1}{U_6} \right)^2 = z \left(\frac{10,5}{0,4} \right)^2 = 690z.$$

б) Точное приведение по уравнению (11):

$$z_1 = z \left(\frac{U_5}{U_6} \frac{U_3}{U_4} \frac{U_1}{U_2} \right)^2 = z \left(\frac{6}{0,4} \cdot \frac{35}{6,6} \cdot \frac{10,5}{38,5} \right)^2 = 465z.$$

Ошибка при расчете тока к. з. за сопротивлением z , определенным по уравнению (12), будет очень велика

Например, если z представляет линию, защищаемую отсечкой, ток срабатывания которой отстраивается от повреждения за сопротивлением z , расчет, выполненный по формуле (12), даст завышенное значение сопротивления и соответственно заниженное значение тока срабатывания. В результате отсечка может подействовать неправильно.

Согласование зависимых токовых защит, выполненное при меньшем расчетном токе, также может быть нарушено при большем значении действительного тока к. з., причем значение погрешности в обоих рассмотренных случаях будет столь велико, что его не перекроют принимаемые обычно коэффициенты запаса.

Токи к. з., определенные для всей сети при одном расчетном напряжении, обычно требуется пересчитать на те напряжения, где установлена рассматриваемая защита.

Пересчет выполняется по уравнению в соответствии с рис. 3:

$$I_1 = I_2 \frac{U_2}{U_1}; I_2 = I_1 \frac{U_1}{U_2},$$

где U_1 и U_2 — напряжения холостого хода трансформаторов; I_2 и I_1 — токи к. з. на стороне с напряжением U_2 и U_1 соответственно.

Пример 2. В схеме на рис. 4 ток к. з. за сопротивлением z определен при расчетном напряжении $U_1=11$ кВ. Определить действительные токи при напряжениях $U_2=U_3$, $U_4=U_5$, U_6 . Коэффициенты трансформации указаны в примере 1; сопротивления генератора и линий не учитывать ($z_c=0$). Величина $z=465$ Ом.

Решение. Ток к. з. $I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3}z} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \cdot 465} = 13,7$ А при генераторном напряжении 11 кВ. Приведенный ток к. з. равен:

$$\text{на стороне } U_2 = U_3 \quad 13,7 \cdot \frac{10,5}{38,5} = 3,75 \text{ А};$$

$$\text{на стороне } U_4 = U_5 \quad 3,75 \cdot \frac{35}{6,6} = 19,8 \text{ А};$$

$$\text{на стороне } U_6 \quad 19,8 \cdot \frac{6}{0,4} = 298 \text{ А}.$$

Если пользоваться средними номинальными напряжениями, то ток к. з. будет равен:

$$\text{на генераторном напряжении } \frac{10\,500}{\sqrt{3} \cdot 690} = 8,85 \text{ А};$$

$$\text{на стороне } 0,4 \text{ кВ } 8,85 \cdot \frac{10,5}{0,4} = 230 \text{ А}.$$

В примерах 1 и 2 не учтены сопротивления самих трансформаторов и линий между ними. В действительных расчетах эти сопротивления суммируются с сопротивлением z , токи к. з. будут значительно меньше и разница между величинами, определенными при расчете сопротивлений по формулам (11) и (12), также уменьшится.

Чтобы не ошибиться при приведении токов и сопротивлений к разным напряжениям, можно пользоваться следующим простым правилом: *при увеличении напряжения сопротивления увеличиваются, токи уменьшаются. При уменьшении напряжения сопротивления уменьшаются, токи увеличиваются.*

3. РАСЧЕТНЫЕ УСЛОВИЯ

Современные распределительные сети 6—35 кВ, как правило, работают с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов. Поэтому в них возможны следующие повреждения: трехфазные, двухфазные и двойные к. з. на землю, а также однофазные замыкания на землю.

При однофазных замыканиях на землю треугольник линейных напряжений не изменяется, все потребители могут продолжать нормально работать и немедленного отключения однофазного замыкания в общем случае не требуется. Исключением являются сети, питающие передвижные приемники энергии: например экскаваторы, машины для добывания торфа, передвижные подстанции, шахты и карьеры для добычи полезных ископаемых и некоторые другие потребители, у которых при замыкании на землю возникает повышенная опасность для персонала. В таких сетях Правила устройства электроустановок (ПУЭ) требуют немедленного автоматического отключения поврежденной линии [1].

Немедленное отключение требуется и при замыканиях на землю в обмотках генераторов и двигателей при токе замыкания на землю более 5 или 10 А [2].

Для сетей, непосредственно связанных с генераторами и электродвигателями 6—10 кВ, работа с замыканием на землю в сети допускается не более 2 ч и лишь в особых случаях — до 6 ч. Для всех остальных сетей допускается работа с замыканием на землю до устранения повреждения персоналом [3] в минимально возможный срок. Таким образом, защита от замыканий на землю и расчет токов замыкания на землю в обычных распределительных сетях не требуются.

Расчет токов при двойном к. з. на землю в сетях с изолированной нейтралью или в компенсированных сетях сложен и громоздок. Поэтому обычно такие расчеты выполняются только в специальных случаях.

Для распределительных сетей ток двухфазного к. з. специально не рассчитывается, а определяется по току трехфазного к. з. Таким образом, расчетным случаем для распределительных сетей является трехфазное к. з., для которого и производятся все расчеты.

Сети с напряжением ниже 1000 В выполняются трехпроводными с изолированной нейтралью (550 В ста-

$$r = \frac{l}{\gamma s}; \quad (14)$$

$$r = \rho \frac{l}{s}, \quad (15)$$

(где ρ — удельное сопротивление; l — длина линии, м; s — номинальное сечение провода, мм²; γ — удельная проводимость) не рекомендуется, так как действительное сечение проводов отличается от номинального сечения; действительная длина проволок, из которых свивается провод, за счет скрутки больше длины провода; провода выпускались в разное время, по разным ГОСТ и техническим условиям и величина ρ или γ у них разная.

Активное сопротивление стальных проводов зависит от конструкции провода и значения протекающего по нему тока. Зависимость эта сложная и математическому расчету не поддается. Поэтому активное сопротивление стальных проводов определяется по опытным данным.

В приложении П23 дана зависимость активного сопротивления стальных многопроволочных проводов ПС и ПМС от проходящего по ним тока по данным ГОСТ 5800-51. Для стальных однопроволочных проводов ГОСТ дает значения сопротивления лишь для токов до 20 А. Действительные токи к. з. в распределительных сетях намного больше 20 А; поэтому в приложениях П24 и П25 даны зависимости активного сопротивления от тока для больших токов по данным [5]. В этом и других приложениях цифры у кривых обозначают диаметр или сечение провода. Активное сопротивление зависит от температуры окружающего воздуха и при повышении ее увеличивается по известному уравнению

$$r_k = r_n [1 + \alpha (t_k - t_n)], \quad (16)$$

где r_n — сопротивление провода при начальной температуре t_n ; r_k — сопротивление провода при конечной температуре t_k ; α — температурный коэффициент, равный для меди 0,0041 1/°С, для алюминия 0,0044 1/°С и для стали 0,006 1/°С.

Окружающая температура зависит от климатических условий данной местности, времени года, времени суток. Кроме того, температура самого провода обычно выше

температуры окружающего воздуха за счет подогрева провода током нагрузки, а при коротком замыкании, отключаемом с большой выдержкой времени, сопротивление возрастает от нагрева током к. з. Учесть все эти зависимости практически невозможно, поэтому активные сопротивления условно принимаются при температуре, указанной в соответствующих ГОСТ, обычно при +20°С или максимальной длительно допустимой для данной конструкции [1].

Индуктивное сопротивление воздушных линий, Ом/км, определяется по известному уравнению

$$x = 2\pi f \cdot 4,6 \lg \frac{2D_{cp}}{d_p} 10^{-4} + 2\pi f \cdot 0,5\mu \cdot 10^{-4}. \quad (17)$$

Для стандартной частоты $f=50$ Гц и $\mu=1$ уравнение (17) приводится к виду

$$x = 0,1445 \lg \frac{2D_{cp}}{D_p} + 0,0157, \quad (18)$$

где d_p — расчетный диаметр провода, зависящий от числа и сечения отдельных проволок, из которых свивается провод.

Величина d_p дается в приложениях П1 — П5, составленных по соответствующим ГОСТ. Величина $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$ есть среднее расчетное расстояние между

проводами. Величина D_{12} — расстояние между первым и вторым проводами, D_{23} — между вторым и третьим, D_{31} — между третьим и первым. Эти величины определяются по чертежам опор. Так как расстояния между проводами обычно разные, то индуктивные сопротивления трех разных фаз будут одинаковы только при выполнении полного цикла транспозиции. В распределительных сетях, как правило, транспозиция не применяется. Поэтому уравнение (18) дает лишь некоторую среднюю расчетную величину, отличающуюся от действительных сопротивлений разных фаз. Ошибка от этого невелика, и для упрощения расчетов ею пренебрегают.

Для стальных проводов магнитная проницаемость $\mu \neq 1$ и зависит от тока, поэтому и внутреннее индуктивное сопротивление стальных проводов, равное $2\pi f \times 0,5\mu \cdot 10^{-4}$, зависит от тока. Зависимость эта сложная, математическому расчету не поддается и определяется

по опытным данным (приложения П24, П26, П27), как для активного сопротивления. Внешнее индуктивное сопротивление $2\pi f \cdot 4,61g \frac{2D_{ср}}{d_p}$ от значения тока не зависит и определяется так же, как для проводов из цветных металлов.

Для упрощения расчетов рекомендуется пользоваться приложениями П28—П31, в которых даны внешние индуктивные сопротивления линий для разных величин $D_{ср}$ и проводов разных сечений и диаметров

Расчет тока к. з. на линиях со стальными проводами выполняется методом последовательных приближений. Предварительно задаются ожидаемым током, для этого значения определяют активные и внутренние индуктивные сопротивления проводов, по $D_{ср}$ определяют внешнее индуктивное сопротивление и по этим данным рассчитывают ток к. з. Полученное значение тока сравнивают со значением, для которого определялись сопротивления. Если разница не превышает 5—10%, расчет заканчивается. Если разница велика, то расчет повторяется, причем сопротивления определяют для нового значения тока, полученного при первом расчете. Так поступают до тех пор, пока результаты совпадут с точностью до 5—10% значения токов.

При выполнении приближенных расчетов можно пользоваться некоторыми средними значениями сопротивлений:

для линий 0,4—10 кВ $x \approx 0,3$ Ом/км;

для линий 35 кВ $x \approx 0,4$ Ом/км;

для стальных проводов средние значения r и $x_{вн}$ даны в приложении П6.

Действительная длина проводов всегда больше длины линии за счет провеса проводов. Увеличение это незначительно и обычно не учитывается.

Индуктивные сопротивления кабелей рассчитывать трудно, так как конструкции их различны. Поэтому активные и индуктивные сопротивления кабелей лучше брать по справочникам (приложение П7). Для приближенных вычислений можно принимать индуктивное сопротивление кабелей с сечением 16—240 мм² 0,06 Ом/км для напряжений до 1000 В и 0,08 Ом/км для напряжений 6—10 кВ. Для проводов, проложенных на роликах, средние значения $x = 0,20$ Ом/км; для проводов, проложенных на изоляторах, $x = 0,25$ Ом/км.

20

При расчетах токов к. з. в сетях до 1000 В в ряде случаев приходится учитывать активные и индуктивные сопротивления шин, обмоток трансформаторов тока и реле автоматических выключателей, переходные сопротивления в контактах рубильников, выключателей, предохранителей. Точные данные для некоторых конструкций можно найти только в фирменных каталогах и подобных справочных материалах; для приближенных вычислений можно пользоваться средними значениями сопротивлений по приложениям П8—П10.

Следует отметить, что количество различных конструкций этих аппаратов очень велико, точные значения их сопротивлений найти трудно, а абсолютная величина их по сравнению с сопротивлениями силовых трансформаторов и линий мала. Поэтому во многих случаях они не учитываются.

Пример 3. От шин подстанции с вторичным напряжением 11 кВ питаются три линии. Первая линия выполнена алюминиевым кабелем 3×50 мм², вторая — алюминиевым проводом А-50, третья — стальным проводом ПС-50. Длина каждой линии 5 км. Ток к. з. на шинах 11 кВ 3000 А. Определить ток к. з. в конце каждой линии.

Решение. Сопротивление энергосистемы, приведенное к шинам 11 кВ, равно $x_c = \frac{11000}{\sqrt{3 \cdot 3000}} = 2,12$ Ом.

Сопротивления кабеля 11 кВ $3 \times А-50$ по приложению П7 равны $R_k = 0,62 \cdot 5 = 3,1$ Ом, $x_k = 0,09 \cdot 5 = 0,45$ Ом.
Ток к. з. в конце кабельной линии равен

$$\frac{11000}{\sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 0,45)^2 + 3,1^2}} = 1580 \text{ А.}$$

На рис 5,а дан чертеж опоры линий 11 кВ, а на рис 5,б — вспомогательное построение для определения $D_{ср}$. Из рисунка видно, что $DB = 250 + 170 + 250 = 670$ мм, $AD = DC = \frac{AC}{2} = 750$ мм. Из треугольника ADB

$$AB = \sqrt{AD^2 + DB^2} = \sqrt{750^2 + 670^2} = 1000 \text{ мм;}$$

$$D_{ср} = \sqrt[3]{AB \cdot BC \cdot CA} = \sqrt[3]{1000 \cdot 1000 \cdot 1500} = 1150 \text{ мм.}$$

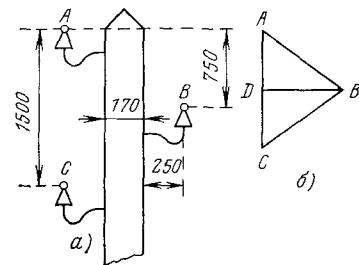


Рис 5 К расчету индуктивного сопротивления линии

По приложению П2 $d_p=9$ мм для провода А-50, тогда

$$x = 0,144 \lg \frac{2 \cdot 1150}{9} + 0,016 = 0,364 \text{ Ом/км,}$$

а сопротивление фазы всей линии

$$x_n = 0,364 \cdot 5 = 1,82 \text{ Ом}$$

Такой же результат можно получить по приложению П12.

Активное сопротивление провода А-50 по приложению П2 равно $r=0,576$ Ом/км, сопротивление одной фазы линии $r_n=0,576 \cdot 5=2,98$ Ом

Ток трехфазного к з в конце линии

$$\frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 1,82)^2 + 2,98^2}} = 1310 \text{ А.}$$

Если короткое замыкание сопровождается дугой длиной около 1200 мм (примерно среднее расстояние между проводами, что справедливо для первого момента короткого замыкания), то $r_d = \frac{1000 \cdot 1,2}{11\,600} = 0,092$ Ом и ток $I_k = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 1,82)^2 + (2,98 + 0,92)^2}} = 1160$ А, или 0,885 тока, определенного без учета дуги.

Такое незначительное уменьшение тока объясняется тем, что сопротивление дуги мало по сравнению с активным сопротивлением линии

Для стального провода $d_p=9,2$ мм и внешнее индуктивное сопротивление по уравнению (17) и (18)

$$x_{\text{внеш}} = 0,144 \lg \frac{2 \cdot 1150}{9,2} = 0,347 \text{ Ом/км.}$$

Эту же величину можно определить по приложению П31

Значение внутреннего индуктивного сопротивления $2\pi f \cdot 0,5\mu \times 10^{-4}$ не рассчитывается, так как зависит от тока и определяется по приложению П27

Задаемся предполагаемым током трехфазного к. з. 400 А; $x_{\text{внут}}=0,3$ Ом/км Активное сопротивление по приложению П25 равно 2,75 Ом/км Ток к з в конце линии будет:

$$\frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{[(2,12 + (0,347 + 0,3) \cdot 5]^2 + (2,75 \cdot 5)^2]} = 430 \text{ А.}$$

Полученный ток 430 А незначительно отличается от принятого предварительно тока 400 А Пересчет в данном частном случае не требуется, так как ход кривых в приложениях П25 и П27 показывает, что при токе 430 А сопротивления $x_{\text{внут}}$ и r практически такие же, как при токе 400 А.

Сопротивление дуги при токе 430 А

$$r_d = \frac{1000 \cdot 1,2}{430} = 2,8 \text{ Ом.}$$

Ток к. з. с учетом сопротивления дуги

$$\frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{[2,12 + (0,347 + 0,3) \cdot 5]^2 + (2,75 \cdot 5 + 2,8)^2}} = 368 \text{ А,}$$

или 0,85 тока, определенного без учета дуги в месте повреждения.

Если дуга возникает на первой опоре от подстанции, то ее сопротивление будет $r_d = \frac{1000 \cdot 1,2}{3000} = 0,4$ Ом и ток к. з. с учетом дуги равен $\frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{2,12^2 + 0,4^2}} = 2940$ А, или 0,98 тока, определенного без учета дуги.

Если дуга возникнет на шинах КРУ, то при ее длине около 0,3 м сопротивление дуги будет:

$$r_d = \frac{1000 \cdot 0,3}{3000} = 0,1$$

и ток к. з. практически не изменится

$$\frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{2,12^2 + 0,1^2}} = 3000 \text{ А.}$$

Те же вычисления для сравнения результатов выполняются по уравнению (2) вместо уравнения (8).

Кабельная линия:

$$z_{p,c} = \sqrt{3,1^2 + 0,45^2} = 3,14 \text{ Ом; } I_k^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} (2,12 + 3,14)} = 1210 \text{ А.}$$

Линия с алюминиевыми проводами:

$$z_{p,c} = \sqrt{2,98^2 + 1,82^2} = 3,5 \text{ Ом; } I_k^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} (2,12 + 3,5)} = 1130 \text{ А.}$$

Линия со стальными проводами:

$$z_{p,c} = \sqrt{[(0,347 + 0,3) \cdot 5]^2 + (2,75 \cdot 5)^2} = 14,1 \text{ Ом; } I_k^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} (2,12 + 14,1)} = 392 \text{ А.}$$

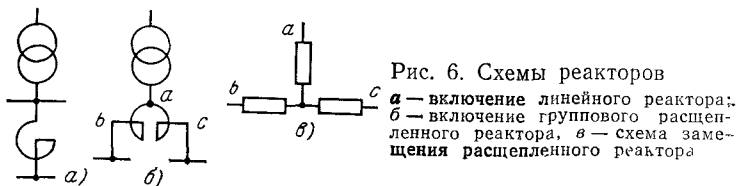
Полученные значения токов составляют 0,77; 0,86; 0,75 токов, рассчитанных по уравнению (8). Для проверки чувствительности защит вычисление по уравнению (2) дает запас, но для расчетов отсечек и согласования зависимых токовых защит, в особенности для согласования релейной защиты с предохранителями, вычисление токов по уравнению (2) вместо (8) обычно недопустимо, так как может вызвать неселективную работу.

В последнем примере особое внимание следует обратить на значение тока к. з. на линиях со стальными проводами. Малое значение тока к. з. вызывает серьезные затруднения при выполнении защиты таких линий. Кроме того, потери напряжения в таких линиях очень велики, соответственно велики и потери энергии. Поэтому во многих энергосистемах проводится работа по

замене стальных проводов основных линий. Стальные провода оставляются только на коротких отпайках от основной линии к подстанциям небольшой мощности.

6) РЕАКТОРЫ

Реакторы очень широко применяются на подстанциях энергосистемы и станциях, питающих распределительные сети на напряжении 6—10 кВ. Основные схемы включения реакторов на подстанциях даны на рис. 6



Включение линейного реактора по рис. 6,а ограничивает ток к з. за реактором и обеспечивает сравнительно небольшое снижение напряжения на шинах подстанции, а следовательно, и у потребителей, питающихся по другим линиям. Включение реактора по схеме на рис. 6,б также ограничивает ток к з., но при близком коротком замыкании напряжение на поврежденной секции шин снижается практически до нуля и остается близким к нормальному только на неповрежденной секции шин, что вызывает нарушение нормальной работы всех потребителей, питающихся от поврежденной секции шин.

В технической информации и на щитках реакторов указывается их номинальное линейное напряжение U (кВ), номинальный ток I (А), напряжение короткого замыкания u_k (%). В последнее время указывается и индуктивность реактора L (мГн). Для расщепленных реакторов указывается еще величина m коэффициента связи; обычно m колеблется около 0,5.

Сопротивление реактора, Ом, определяется по уравнениям

$$x_p = \omega L = 314L; \quad (19)$$

$$x_p = \frac{10u_k U}{\sqrt{3}I}. \quad (20)$$

Активное сопротивление реакторов настолько мало, что не учитывается, и сопротивление реактора прини-

мается чисто индуктивным. Схема замещения расщепленного реактора дана на рис. 6,в; сопротивления лучей эквивалентной звезды равны:

$$x_a = -x_p m; \quad x_b = x_c = x_p (1 \pm m).$$

Полное сопротивление между выводами реактора определяется по формулам

$$x_{ab} = x_{ac} = x_p; \quad (21)$$

$$x_{bc} = 2x_p (1 + m). \quad (22)$$

Падением напряжения в некотором сопротивлении называется геометрическая разность напряжений на входе и выходе сопротивления. На рис. 7 падение напряжения $\vec{U}_{12} = \vec{U}_1 - \vec{U}_2$.

Потерей напряжения в этом же сопротивлении называется арифметическая разность тех же напряжений, на рис. 7 потеря напряжения

$$\Delta U_{12} = U_1 - U_2.$$

Напряжение на шинах при к. з. на выводах реактора равно потере напряжения в нем, остальное напряжение теряется в сопротивлении энергосистемы и реактора принимается чисто индуктивными, то в данном частном случае потеря и падение напряжения численно равны. Напряжение на шинах определяется по выражению (23) или (24):

$$U_{ш} = \sqrt{3} I^{(3)} x_p; \quad (23)$$

$$U_{ш} = U \frac{x_p}{x_p + x_c}. \quad (24)$$

Определять напряжение на шинах необходимо для расчета защит минимального напряжения, например для пуска АВР, максимальной защиты с пуском по напряжению и т. п.

Пример 4. Определить ток к з. за реактором и напряжение на шинах в схемах на рис. 6,а и б

Линейный реактор 6 кВ, 8%, 600 А; групповой реактор 6 кВ, 12%, 2×2000 А, $m=0,5$ Вторичное напряжение питающего трансформатора 6,6 кВ; ток к з. до реактора 16 000 А.

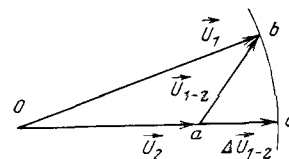


Рис. 7. Векторная диаграмма для определения падения напряжения и потери напряжения.

Решение а) Сопротивление линейного реактора

$$x_p = \frac{10u_k U}{\sqrt{3} I} = \frac{10 \cdot 8 \cdot 6}{\sqrt{3} \cdot 600} = 0,442 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы до выводов 6,6 кВ питающего трансформатора

$$x_c = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 16000} = 0,238 \text{ Ом.}$$

Ток к. з. за линейным реактором

$$I_k^{(3)} = \frac{6600}{\sqrt{3} (0,238 + 0,442)} = 5640 \text{ А.}$$

б) Сопротивление одной ветви группового реактора

$$x_p = \frac{10 \cdot 12 \cdot 6}{2000} = 0,36 \text{ Ом.}$$

Ток к. з. за реактором

$$I_k^{(3)} = \frac{6600}{\sqrt{3} (0,36 + 0,238)} = 6400 \text{ А}$$

Необходимо обратить внимание на то, что хотя реакторы имеют номинальное напряжение 6,0 кВ, включены они на вторичное напряжение питающего трансформатора 6,6 кВ и приведения к одному расчетному напряжению в этом случае не требуется

в) Напряжение на шинах при коротком замыкании за линейным реактором равно

$$U_{ш} = \sqrt{3} I_k^{(3)} x_p = \sqrt{3} \cdot 5640 \cdot 0,442 = 4320 \text{ В, или } \frac{4320}{6600} = 0,655 \text{ номинального.}$$

Напряжение на неповрежденной секции шин по рис. 6, б равно:

$$\sqrt{3} \cdot 0,36 \cdot 6400 = 4000 \text{ В, или } 0,605 \text{ номинального.}$$

Следует отметить, что такое напряжение не обеспечивает надежной работы магнитных пускателей обычно их напряжение возврата колеблется в пределах 0,65—0,35 номинального, и в данном случае могут быть неправильные отключения электродвигателей

Те же напряжения можно определить и по выражениям (23) и (24)

$$U_{ш} = \frac{0,442U}{0,442 + 0,238} = 0,655U; U_{ш} = \frac{0,36U}{0,36 + 0,238} = 0,605U.$$

Пример 5. На подстанции (рис 8) выведен из работы трансформатор 2Т и секция шин IV питается от трансформатора 1Т через реактор трансформатора 2Т. Требуется определить ток к з на секции шин IV. Исходные данные взять из примера 4

Решение Сопротивление двух последовательно включенных ветвей реактора по выражению (22) равно

$$x_{bc} = 2 \cdot 0,36 (1 + 0,5) = 1,08 \text{ Ом (см рис 6)}$$

Ток к з

$$I_k^{(3)} = \frac{6600}{\sqrt{3} (1,08 + 0,238)} = 2900 \text{ А,}$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2900 = 2500 \text{ А;}$$

напряжение на секции шин I равно.

$$\frac{1,08U}{1,08 + 0,238} = 0,82U$$

Важно отметить, что максимальная токовая защита с пуском по напряжению трансформатора 1Т или секционного выключателя не срабатывает, так как ее напряжение срабатывания обычно выбирается около 0,75U. Если же максимальные токовые защиты ветвей трансформатора 2Т выполнены без пуска по напряжению, то они обычно отстраиваются от номинального тока ветвей реактора 2000 А, в этом случае их ток срабатывания должен быть не менее

$$\frac{(1,1 - 1,2) \cdot 2000}{0,85} = 2600 - 2800 \text{ А}$$

и они также могут отказать из за малого значения тока к з, особенно при двухфазных повреждениях. Схемы, подобные схеме на рис 8, встречаются при реконструкциях подстанций, а также могут создаваться в аварийных режимах и требуют тщательного анализа

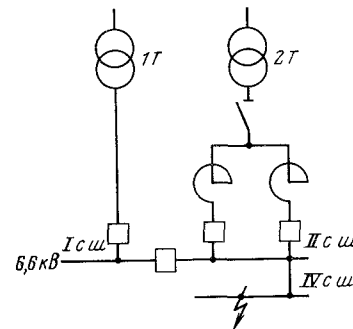


Рис 8 Схема подстанции к примеру 5

в) ТРАНСФОРМАТОРЫ

Полное сопротивление двухобмоточных трансформаторов определяется по выражению

$$z_T = \frac{10u_k U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}, \quad (25)$$

где u_k — напряжение короткого замыкания, %; $U_{НОМ}$ — номинальное напряжение трансформатора, кВ; $S_{НОМ}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Активное сопротивление определяется по потерям к з в трансформаторе

$$r_T = \frac{P_K U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2}, \quad (26)$$

где P_K — потери короткого замыкания, Вт.

В выражении (25) и (26) в качестве $U_{\text{ном}}$ можно подставлять номинальные напряжения любой обмотки трансформатора. Сопротивление трансформатора будет приведено к тому напряжению, которое подставляется в выражении (25) и (26).

Индуктивное сопротивление трансформатора определяется по выражению

$$x_{\tau} = \sqrt{z_{\tau}^2 - r_{\tau}^2}. \quad (27)$$

Все необходимые данные указываются в ГОСТ, каталогах и на щитках трансформаторов.

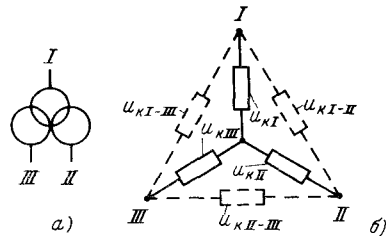


Рис. 9. Схема трехобмоточного трансформатора.

а — исходная; б — замещения.

При расчетах необходимо иметь в виду, что на все данные трансформаторов, указанные в ГОСТ, даются определенные разбросы и допуски. Например, действительная величина $u_{\text{к}}$ трансформатора может отличаться от величины, указанной в ГОСТ для этого трансформатора, на $\pm 10\%$; действительные потери

короткого замыкания могут отличаться от величины, указанной в ГОСТ, на $\pm 10\%$ и т. д.

Поэтому при расчетах токов к. з. следует пользоваться действительными данными, указанными в технической документации или на щитке данного трансформатора. Пользоваться данными ГОСТ можно только при проектировании, когда действительные данные неизвестны.

Схема замещения трехобмоточного трансформатора приведена на рис. 9. Для таких трансформаторов в соответствии с ГОСТ указываются три величины $u_{\text{к}}$ для каждой пары обмоток: высшего—среднего (ВС), высшего—низшего (ВН) и среднего—низшего (СН).

Для большинства трансформаторов 220—110/35/6—10 кВ эти величины равны примерно 17, 10, 6%. Величины $u_{\text{к}}$ относятся к наибольшей из мощностей, обычно к обмотке высшего напряжения. Сопротивления лучей эквивалентной звезды сопротивлений трехобмоточного

трансформатора определяются по системе уравнений

$$\left. \begin{aligned} u_{\text{кI}} &= 0,5(u_{\text{к(I-II)}} + u_{\text{к(I-III)}} - u_{\text{к(II-III)}}); \\ u_{\text{кII}} &= 0,5(u_{\text{к(I-II)}} + u_{\text{к(II-III)}} - u_{\text{к(I-III)}}); \\ u_{\text{кIII}} &= 0,5(u_{\text{к(I-III)}} + u_{\text{к(II-III)}} - u_{\text{к(I-II)}}). \end{aligned} \right\} \quad (28)$$

Чтобы не ошибаться, существует простое правило: при определении сопротивления луча эквивалентной звезды в уравнениях (28) вычитается $u_{\text{к}}$ стороны треугольника, лежащего напротив определяемого луча звезды.

Определив $u_{\text{кI}}$, $u_{\text{кII}}$, $u_{\text{кIII}}$, по выражению (23) определяют полные сопротивления лучей звезды z в омах.

Активное сопротивление большинства современных трехобмоточных трансформаторов достаточно большой мощности настолько мало, что не учитывается, а полные сопротивления считаются чисто индуктивными.

Если все же требуется определить активные сопротивления трехобмоточного трансформатора, то следует учитывать, что указываемые в каталогах значения потерь короткого замыкания относятся к наиболее тяжелому случаю: обмотка высшего напряжения и одна из обмоток среднего или низшего напряжения загружены полностью, вторая обмотка среднего или низшего напряжения находится без нагрузки. Трехобмоточные трансформаторы выполняются с мощностями среднего или низшего напряжения обмоток, равными 100%, или 70% мощности первичной обмотки. Для трансформатора с мощностью вторичной обмотки среднего или низшего напряжения, равной 100% мощности обмотки высшего напряжения, активное сопротивление r_{100} определяется по выражению

$$r_{100} = \frac{P_{\text{к}} J_{\text{ном}}^2}{2S_{\text{ном}}}. \quad (29)$$

Сопротивление обмотки, мощность которой равна 70% мощности обмотки высшего напряжения, определяется по величине r_{100} :

$$r_{67} = 1,5r_{100}. \quad (30)$$

Для питания крупных потребителей (сети крупных городов и промышленных предприятий) применяются трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения. У таких трансформаторов имеются две оди-

наковые обмотки низшего напряжения с одинаковой схемой соединений и одинаковой мощностью каждой обмотки, равной 50% мощности обмотки высшего напряжения. При расчете сопротивлений таких трансформаторов следует учитывать, что величина u_k для них указывается для мощности каждой обмотки низшего напряжения.

Практически все современные трансформаторы имеют ответвления от обмоток для регулирования напряжения. В большинстве случаев изменение сопротивления трансформатора при регулировании напряжения, а следовательно, и изменение тока к. з. из-за этого не учитываются. Но в ряде случаев эти изменения приходится учитывать и возникает вопрос о вычислении сопротивления трансформатора при изменении числа витков его обмоток. У большинства трансформаторов распределительной сети ответвления для регулирования напряжения выполняются на стороне обмотки высшего напряжения. В соответствии с ГОСТ 11677-75 требуется, чтобы все трансформаторы допускали длительную работу при напряжении питания, превышающем номинальное напряжение данного ответвления не более чем на 5% при номинальной нагрузке и 10% кратковременно (до 6 ч в сутки) или длительно при нагрузке не более 25% номинальной. Для трансформаторов распределительных сетей с регулированием типов ПБВ и РПН с достаточной для практики точностью сопротивления трансформаторов для любого положения переключателя ответвлений $z_{т,р}$ можно определять по формуле (31):

$$z_{т,р} = z_{т,ном} (1 \pm \Delta N)^2, \quad (31)$$

где $z_{т,ном}$ — сопротивление трансформатора, определенное по выражению (25) для номинального напряжения; N — количество ответвлений; Δ — изменение напряжения при переводе переключателя в одно следующее положение, отн. ед. Выражение (31) выводится из основной формулы (25), если принять, что величина u_k , выраженная в процентах номинального напряжения, сохраняется неизменной. В качестве примера на рис. 10 приведены результаты опытного измерения величины $z_{т,р}$ и его расчетные значения по выражению (31). При опытах закорачивалась обмотка 6,6 кВ, обмотка 34,5 кВ оставалась разомкнутой, измерения производились на стороне 115 кВ. Величины отнесены к стороне высшего напря-

жения. Следует отметить, что величина u_k при изменении числа витков остается постоянной не для всех конструкций, поэтому для трансформаторов мощностью 10 МВ·А и более в паспорте указываются три величины u_k : для номинального напряжения и для двух крайних ответвлений.

В соответствии с ГОСТ для трансформаторов распределительных сетей предусматриваются два основных предела регулирования: для регулирования типа ПБВ—

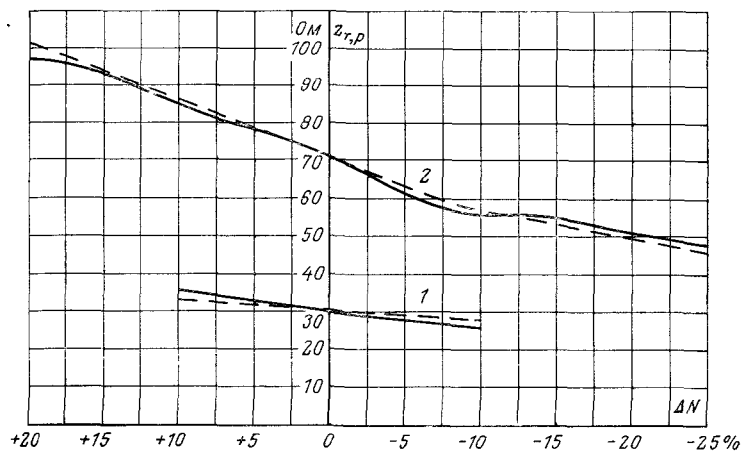


Рис. 10. Сравнение опытных и расчетных значений сопротивлений трансформаторов.

— — — — — измененная величина; — — — — — расчетная величина 1 — трансформатор 20 МВ·А, $115+8 \times 2,5-10 \times 2,5\%/34,5 \pm 2 \times 2,5\%/6,6$ кВ, 2 — трансформатор 40 МВ·А, $110+4 \times 2,5/34,5 \pm 2 \times 2,5\%/6,6$ кВ.

обычно $\pm 2 \times 2,5\%$; для регулирования типа РПН у трансформаторов 25—630 кВ·А, $6-35$ кВ $\pm 6 \times 1,67\% = \pm 10\%$. Для трансформаторов большой мощности и более высоких напряжений пределы регулирования доходят до $\pm 16\%$.

Большинство трансформаторов в распределительных сетях имеет пределы регулирования типа ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$. Сопротивление таких трансформаторов, определенное по выражению (31), будет изменяться в пределах $z_{т,р} = z_{т,ном} (1 \pm 0,05)^2 = (1,1-0,91)z_{т,ном}$. При неизменном напряжении питания, равном номинальному напряжению основного ответвления $U_{ном}$, и питании от системы бесконечной мощности ток трехфазного к. з. на

выводах низшего напряжения будет изменяться в следующих пределах:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{(1,1 \div 0,91) z_{\text{T,НОМ}}} = (0,91 \div 1,1) \frac{U_{\text{НОМ}}}{z_{\text{T,НОМ}}}.$$

При регулировании типа РПН в пределах $\pm 10\%$ сопротивление трансформатора будет изменяться в пределах

$$z_{\text{T,Р}} = z_{\text{T,НОМ}} (1 \pm 0,1)^2 = (1,21 \div 0,81) z_{\text{T,НОМ}},$$

а ток — в пределах

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{(1,21 \div 0,81) z_{\text{T,НОМ}}} = (0,825 \div 1,23) \frac{U_{\text{НОМ}}}{z_{\text{T,НОМ}}}.$$

В соответствии с ГОСТ допускается работа трансформаторов при напряжении на его вводе, на 10% превышающем номинальное напряжение.

Значения токов к. з. (за единицу принят ток к. з. при номинальном напряжении $U_{\text{НОМ}}$) при различных напряжениях питания $U_{\text{Р}}$ и различных положениях переключателя ответвлений следующие:

Положение переключателя . . .	-10	-5	0	+5	+10
Напряжение питания $U_{\text{Р}}$, отн. ед.	1	1,05	1,1	1,15	1,2
Сопротивление трансформатора $z_{\text{T,Р}}$, отн. ед.	0,825	0,91	1	1,1	1,21
Ток к. з. $I_{\kappa}^{(3)}$ отн. ед.	1,21	1,15	1,1	1,05	0,99

За расчетное напряжение питания $U_{\text{Р}}$ принимается вторичное напряжение трансформаторов, питающих распределительную сеть. Для современных трансформаторов это 38,5; 11 и 6,6 кВ, что составляет 1,1 номинального напряжения сетевых трансформаторов 35; 10,0 и 6,0 кВ. Следовательно, расчетные условия (расчетное напряжение, равное 1,1 номинального напряжения сетевых трансформаторов, и номинальное сопротивление) соответствуют среднему значению тока к. з. 1,1. При установке переключателей ответвления при регулировании ПВВ в положения $\pm 5\%$ токи к. з. отличаются всего на 5% от расчетного, что вполне допустимо.

При регулировании типа РПН в пределах $\pm 10\%$ возможные отклонения действительного тока от расчетного больше. Но трансформаторы с РПН, как правило, имеют автоматическое управление, и отклонение действительного напряжения питания $U_{\text{Р}}$ от номинального напряжения $U_{\text{Р,НОМ}}$ ответвления не превосходит одной

ступени регулирования или 1,67%. В этом случае при положении переключателя ответвлений ($\pm 10\%$) ток будет равен:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{(1 \pm 0,0167) 0,9 U_{\text{Р}}}{0,825 z_{\text{T,НОМ}}} = (1,1 \div 1,07) \frac{U_{\text{Р}}}{z_{\text{T,НОМ}}},$$

или $(0,99 \div 0,96) \frac{U_{\text{Р,НОМ}}}{z_{\text{T,НОМ}}}.$

Следовательно, принятые расчетные условия обеспечивают определение расчетного тока к. з. при любых положениях ответвлений и питании от системы бесконечной мощности с точностью $\pm (5 \div 10)\%$, что вполне достаточно. Действительные значения отклонений будут еще меньше, так как последовательно с сопротивлением трансформатора будет включено сопротивление линий распределительной сети.

Для трансформаторов с регулированием РПН в пределах $\pm 16\%$, как правило, применяется автоматическое регулирование напряжения. Вопрос об учете изменения сопротивления трансформаторов решается в зависимости от местных условий, в основном от пределов действительного колебания напряжения.

Во многих случаях при определении тока к. з. на выводах трансформатора можно пренебречь не только сопротивлением энергосистемы, но и сопротивлением питающей его сети. В этом случае расчетное уравнение принимает вид:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} z_{\text{T}}} = \frac{U S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot 10 u_{\kappa} U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{u_{\kappa}}, \quad (32)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ — номинальный ток трансформатора, А; u_{κ} — напряжение короткого замыкания, %.

Таким приближенным расчетом удобно пользоваться для расчетов токов к. з. в сетях 0,4 кВ.

Пример 6. В конце линий для условий примера 3 включены два трансформатора: 10/0,4 кВ, 25 кВ·А и 400 кВ·А, $u_{\kappa} = 4,5\%$, $P_{\kappa} = 600$ и 5500 Вт, $U/U_{\text{Н}}$. Определить ток к. з. на выводах 0,4 кВ трансформаторов.

Решение. Активные сопротивления трансформаторов равны:

$$r_{25} = \frac{600 \cdot 10^2}{25^2} = 96 \text{ Ом}; \quad r_{400} = \frac{5500 \cdot 10^2}{400^2} = 3,44 \text{ Ом}.$$

Полные сопротивления равны

$$z_{25} = \frac{10 \cdot 4,5 \cdot 10^2}{25} = 180 \text{ Ом};$$

$$z_{400} = \frac{10 \cdot 4,5 \cdot 10^2}{400} = 11,25 \text{ Ом}.$$

Индуктивные сопротивления равны:

$$x_{25} = \sqrt{180^2 - 96^2} = 152 \text{ Ом}, \quad x_{400} = \sqrt{11,25^2 - 3,44^2} = 10,7.$$

Если пренебречь сопротивлением сети то ток трехфазного к. з. на выводах 0,4 кВ будет равен.

$$I_{25}^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \cdot 180} = 35,3 \text{ А} \quad \text{и} \quad I_{400}^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \cdot 11,25} = 565 \text{ А}.$$

Если трансформаторы подключены к кабельной линии, то токи к. з. будут равны:

$$I_{25}^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 0,45 + 152)^2 + (3,1 + 96)^2}} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \cdot 183} = 34,8 \text{ А};$$

$$I_{400}^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 0,45 + 10,7)^2 + (3,1 + 3,44)^2}} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \cdot 14,7} = 433 \text{ А}.$$

Если трансформаторы подключены к воздушной линии с алю-миневыми проводами, то токи к. з. будут равны:

$$I_{25}^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 1,82 + 152)^2 + (3,2 + 96)^2}} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \cdot 185} = 34,4 \text{ А};$$

$$I_{400}^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 1,82 + 10,7)^2 + (3,2 + 3,44)^2}} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \cdot 16,1} = 396 \text{ А}.$$

Те же вычисления выполняются по уравнению (2) для кабельной линии:

$$z_{0,c} = 3,7 \text{ Ом}; \quad I_{25}^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \cdot (3,7 + 180)} = 34,6 \text{ А}.$$

$$I_{400}^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \cdot (3,7 + 11,25)} = 423 \text{ А}.$$

На основании результатов расчета примера 6 можно сделать следующие выводы:

а) Для трансформаторов очень малой мощности расчеты всеми способами (с учетом $z_{p,c}$, активных сопротивлений, по полному сопротивлению) дают практически одинаковые результаты.

б) Для трансформаторов большой мощности расчет без учета $z_{p,c}$ недопустим. Вопрос о допустимости расчета по полным сопротивлениям должен решаться в зависимости от соотношения активных и реактивных сопротивлений сети и трансформатора.

в) В общем случае, поскольку численные соотношения активных индуктивных и полных сопротивлений трансформаторов и линий весьма различны для разных случаев, все расчеты следует выполнять по выражению (8).

Пример 7. Определить сопротивления трехобмоточного трансформатора 16 МВ·А; 115/38,5/6,6; u_k : ВН — СН 10,5%; ВН — НН 17%; СН — НН 6%.

Решение. По формулам (28)

$$u_{кI} = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{кII} = 0,5(10,5 + 6 - 17) = -0,25\%;$$

$$u_{кIII} = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

По выражению (25)

$$z_I = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{16\,000} = 99 \text{ Ом}; \quad z_{II} = \frac{10(-0,25)115^2}{16\,000} = -2,06 \text{ Ом};$$

$$z_{III} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{16\,000} = 51,5 \text{ Ом}.$$

Важно обратить внимание на то, что одно из сопротивлений лучей эквивалентной звезды оказалось отрицательным. Это обычное явление и вызвано принятыми в ГОСТ численными значениями u_k между разными парами обмоток трансформатора.

Сопротивление трансформатора между выводами ВН и СН равно $99 - 2,06 = 97 \text{ Ом}$; между выводами ВН и НН $99 + 51,5 = 150,5 \text{ Ом}$; между выводами СН и НН $-2,06 + 51,5 = 49,5 \text{ Ом}$.

Все сопротивления отнесены к напряжению 115 кВ.

5. НАГРЕВ ПРОВОДОВ ТОКОМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При коротком замыкании активное сопротивление проводов увеличивается за счет нагрева их током к. з., что вызывает уменьшение тока. Уменьшение тока вызывает увеличение времени работы зависимых максимальных защит; при малой чувствительности в принципе возможен и возврат защиты.

Подробный анализ и обоснование рекомендуемого метода учета этого явления изложены в [4] и в настоящей книге не рассматриваются. Приводится лишь практический метод расчета. В [4] рекомендуется выполнять расчет с помощью диаграммы, приведенной на рис. 11

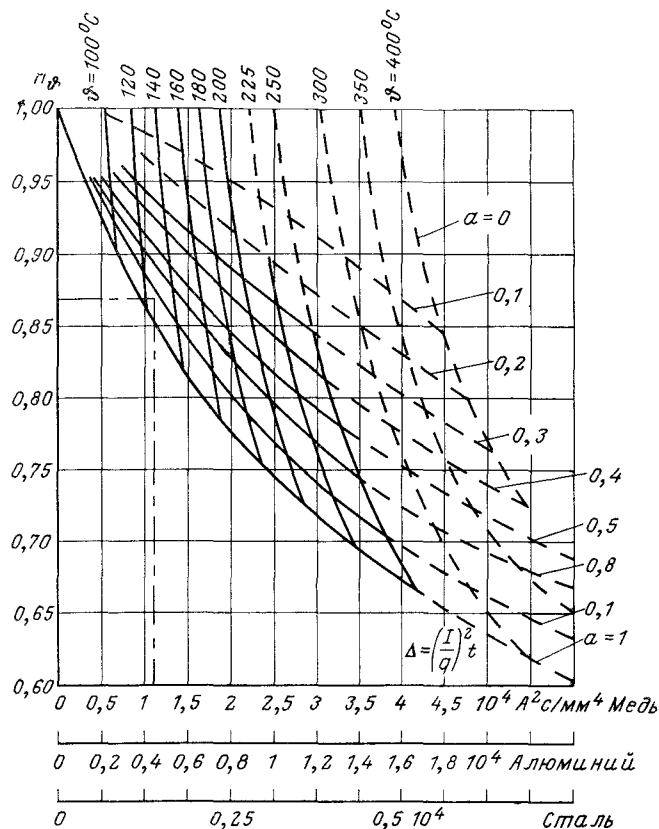


Рис 11. Номограмма для определения снижения тока к з от нагрева проводов по [4].

На этой диаграмме по оси абсцисс отложена величина $\Delta = \left(\frac{I^{(3)}}{q}\right)^2 t$, где q — сечение провода, мм^2 ; t — время прохождения тока, с; $I^{(3)}$ — ток трехфазного к. з. в начальный момент. По оси ординат отложена величина n_ϕ — коэффициент теплового спада тока от нагрева про-

водов. Кривые ϕ дают температуру провода, $^{\circ}\text{C}$; $a = \frac{r^2}{r^2 + x^2} = \frac{r^2}{z^2}$, где r , x , z — сопротивления цепи к. з.

На диаграмме принята начальная температура $\phi_0 = 65^{\circ}\text{C}$, тепловой коэффициент α для меди и алюминия (0,004 $1/^{\circ}\text{C}$, для стали 0,0045 $1/^{\circ}\text{C}$). Сплошные линии на диаграмме предназначены для медных и алюминиевых проводов, пунктирные — для стальных. Для стальных проводов расчет дает лишь ориентировочные значения. Пользование кривыми поясняется примером.

Пример 8. Ток к з на шинах питающей подстанции 10 000 А при напряжении 6,6 кВ. Выполнить расчет спада тока через 1, 2, 3 с для медного кабеля сечением 50 мм^2 , длиной 5 км.
Решение. Определяется активное сопротивление кабеля при температуре 65°C . По приложению П7 активное сопротивление медного кабеля 50 мм^2 при температуре $+20^{\circ}\text{C}$ равно 0,37 Ом/км. При температуре $+65^{\circ}\text{C}$ сопротивление будет $0,37 [1 + 0,004(65 - 20)] = 0,436$ Ом/км. Полное активное сопротивление $r_k = 0,436 \cdot 5 = 2,18$ Ом.

Сопротивление системы

$$x_c = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0,382 \text{ Ом.}$$

Сопротивление кабеля $x_k = 0,083 \cdot 5 = 0,415$ Ом

Ток трехфазного к з в конце кабеля в первый момент

$$I_0^{(3)} = \frac{6600}{\sqrt{3} \sqrt{(0,382 + 0,415)^2 + 2,18^2}} = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 2,32} = 1650 \text{ А.}$$

Расчет для времени $t = 1$ с:

$$\Delta = \left(\frac{I_0^{(3)}}{q}\right)^2 t = \left(\frac{1650}{50}\right)^2 \cdot 1 = 1090 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4};$$

$$a = \left(\frac{2,18}{2,32}\right)^2 = 0,88.$$

На диаграмме рис 11 по шкале абсцисс для меди откладывается величина $\Delta = 1,09 \cdot 10^4$ и из этой точки восстанавливается перпендикуляр до пересечения с кривой a . На диаграмме нет кривой для $a = 0,88$. Поэтому точка пересечения определяется как промежуточная между кривыми для $a = 1$ и $a = 0,8$. Точка пересечения, перенесенная на ось ординат, дает $n_\phi = 0,87$ и ток $0,87 \cdot 1650 = 1430$ А. Температура кабеля определяется для этой же точки как промежуточная между кривыми для $\phi = 120$ и 140°C , примерно 130°C .

$$\text{Для времени } t = 2 \text{ с } \Delta = \left(\frac{1650}{50}\right)^2 \cdot 2 = 2180 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4}.$$

Аналогичным построением определяются $n_\phi = 0,78$, ток $0,78 \cdot 1650 = 1280$ А и температура 180°C .

Для времени $t = 3 \text{ с}$ $\Delta = \left(\frac{1650}{50}\right)^2 3 = 3270 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4}$; аналогичным построением определяются $n_g = 0,72$, ток $0,72 \cdot 1650 = 1180 \text{ А}$ и температура 225°С .

Как пример практического применения подобных расчетов рассматривается схема на рис. 12.

Кабель медный $3 \times 50 \text{ мм}^2$ при напряжении 6 кВ допускает длительную нагрузку 200 А [1]. По [2] ток срабатывания защиты должен не менее чем в 4 раза

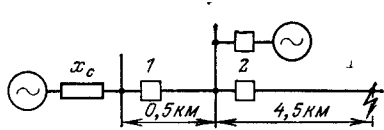


Рис. 12. Схема сети к примеру 8.

превышать ток нагрузки, т. е. должно быть не менее 800 А , отстраиваться от токов самозапуска электродвигателей и обеспечивать чувствительность при резервировании не менее $1,2$. Следовательно, ток срабатывания защиты $I \frac{0,866 \cdot 1650}{1,2} = 1200 \text{ А}$ с кратностью к току на-

грузки $\frac{1200}{200} = 6$ вполне реален. Реальна и выдержка времени 3 с и более для зависимых защит при расчетной кратности тока $\frac{1650}{1200} = 1,2$ и любых уставках по вре-

мени в независимой части. Расчет показывает, что кабель $3 \times 50 \text{ мм}^2$ через 3 с нагреется до 225°С при допустимых 200°С . Это не противоречит условиям выбора выдержки времени защиты I по термической стойкости кабеля, так как ее время действия при к. з. в конце первого участка кабеля будет значительно меньше и кабель будет термически стоек. В данном случае при отказе защиты или выключателя 2 защита, установленная на выключателе 1, также может отказать, так как ее ток возврата $0,85 \cdot 1200 = 1000 \text{ А}$, и при спадании тока двухфазного к. з. до $0,866 \cdot 1180 = 935 \text{ А}$ защита может вернуться, не отключив короткое замыкание.

Отсюда следует важный вывод: при больших выдержках времени резервных защит необходимо прове-

чь чувствительность защит с учетом нагрева проводов оком к. з.

Для трансформаторов рассчитать уменьшение тока по изложенной методике нельзя — неизвестно сечение провода обмоток, к тому же обмотки высшего и низшего напряжения имеют разные сечения и часто выбираются не по плотности тока, а по конструктивным соображениям. Но оценить уменьшение тока от нагрева можно по данным ГОСТ 11677-75, который нормирует предельную температуру обмоток при коротком замыкании для масляных трансформаторов с медными обмотками и изоляцией класса А 250°С и для алюминиевых обмоток 200°С .

Потери короткого замыкания, по которым вычисляется активное сопротивление трансформаторов, даются для температуры обмоток 75°С . Следовательно, увеличение сопротивления обмоток можно определить по выражению (16): $r_{250} = r_{75} [1 + 0,004 (250 - 75)] = 1,7 r_{75}$. Зная r_{250} и считая неизменным $x_{\text{т}}$, можно определить $z_{\text{т}}$ и по нему ток к. з. Следует учитывать, что указанной в ГОСТ температуры обмотки достигают за время прохождения тока к. з. $t_{\text{к}}$. Допустимое по термической стойкости время $t_{\text{к}}$ определяется по выражению, приведенному в ГОСТ: $t_{\text{к}} = 900/k^2$, где k — кратность тока к. з. по отношению к номинальному току. Поскольку сопротивление энергосистемы невелико по сравнению с сопротивлением трансформатора, им практически можно пренебречь. Путем несложных преобразований выражение, рекомендуемое ГОСТ, приводится к более удобному виду:

$$t_{\text{к}} = \frac{900}{k^2} = \frac{900 I_{\text{НОМ}}^2}{(I_{\text{к}}^{(3)})^2} = \frac{900 I_{\text{НОМ}}^2}{\left(I_{\text{НОМ}} \frac{100}{u_{\text{к}}}\right)^2} = 0,09 u_{\text{к}}^2;$$

$$t_{\text{к}} = \frac{900}{k^2} = 0,09 u_{\text{к}}^2. \quad (33)$$

Для большинства трансформаторов распределительных сетей $u_{\text{к}} = 4,5\%$ и $t_{\text{к}} = 0,09 \cdot 4,5^2 = 1,82 \text{ с}$.

Пример 9. Определить уменьшение тока к. з. из-за нагрева обмоток для трансформаторов примера 5
Решение Данные трансформаторов по примеру 5:
 $25 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $r = 96 \text{ Ом}$; $x = 152 \text{ Ом}$; $z = 180 \text{ Ом}$,
 $400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $r = 3,44 \text{ Ом}$, $x = 10,7 \text{ Ом}$; $z = 11,25 \text{ Ом}$.

Активное сопротивление при 250°C через 1,82 с после начала к. з. будет в 1,7 раза больше, чем при 75°C. Полные сопротивления будут:

для трансформатора 25 кВ·А $z = \sqrt{152^2 + (1,7 \cdot 96)^2} = 222$ Ом вместо 180 Ом;

для трансформатора 400 кВ·А $z = \sqrt{10,7^2 + (1,7 \cdot 3,44)^2} = 12,2$ Ом вместо 11,25 Ом.

Максимальное уменьшение тока к. з. при $z_c = 0$ через 1,82 с составит $\frac{180}{222} = 0,81$ для трансформатора 25 кВ·А и $\frac{11,25}{12,2} = 0,93$ для трансформатора 400 кВ·А.

Если учесть сопротивление линий распределительной сети, то действительное уменьшение тока к. з. будет еще меньше. Практически все трансформаторы распределительных сетей 6—10 кВ мощностью 25—400 кВ·А защищаются предохранителями с разбросом по току сгорания вставки $\pm 25\%$; такой разброс допускает не учитывать уменьшение тока к. з. от нагрева трансформатора.

Для трансформаторов большей мощности доля активного сопротивления в полном сопротивлении настолько мала, что нагрев обмоток на ток к. з. практически не влияет.

Для трансформаторов с алюминиевыми обмотками сопротивление обмоток будет равно:

$$r_{200} = r_{75} [1 + 0,004(200 - 75)] = 1,5r_{75};$$

при этом спадание тока будет меньше, чем для трансформаторов с медными обмотками.

6. ВЛИЯНИЕ НАГРУЗКИ НА ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

До сих пор все расчеты производились без учета нагрузки; в действительности же влияние нагрузки на ток к. з. может быть очень велико.

На рис. 13 приведены простейшие схемы включения нагрузки. В нормальном режиме сопротивление нагрузки определяется по выражению

$$z_H = \frac{U}{\sqrt{3}I_H} = \frac{U^2}{S_H}, \quad (34)$$

где U — расчетное напряжение, равное вторичному напряжению питающего трансформатора; I_H и S_H — ток и мощность нагрузки.

При близких к. з. напряжение на нагрузке снижается и ее сопротивление изменяется.

Характер нагрузок и соотношения их разные (асинхронные и синхронные электродвигатели, бытовая нагрузка, освещение и т. д.). Величина их меняется в разные дни года (рабочие и выходные дни) время суток

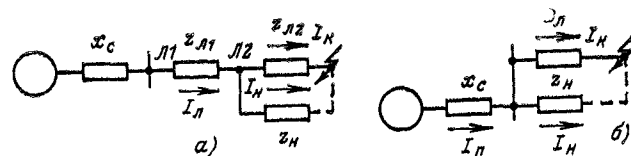


Рис. 13. Распределение тока с учетом нагрузки, подключенной к линии (а) и к шинам (б).

(утро, вечер, обеденный перерыв), для разной сменности работ промышленных предприятий (работа в одну, две, три смены) и т. д. Поэтому определить заранее действительное значение нагрузки и увеличение ее сопротивления в момент короткого замыкания практически невозможно.

Условно считается, что сопротивление нагрузки постоянно по величине, имеет $\cos \varphi = 0,8$ и величину z_H , определенную по выражению (34). Мощность нагрузки S_H принимается в зависимости от числа питающих трансформаторов. При одном трансформаторе мощность нагрузки принимается равной мощности трансформатора. При двух одинаковых трансформаторах мощность нагрузки обычно принимается равной 0,65 мощности одного трансформатора. При аварийном отключении одного из двух трансформаторов всю нагрузку должен принять оставшийся в работе трансформатор. Нагрузка его при этом составит 130% номинальной мощности, и такую перегрузку согласно ГОСТ 11677-75 масляные трансформаторы всех конструкций выдерживают 2 ч. За это время оперативный персонал должен принять необходимые меры по разгрузке трансформатора. Из рис. 13 видно, что при удаленном к. з., когда напряжение на шинах снижается не до нуля, полный ток $I_{п.}$, проходящий через трансформатор, состоит из тока, ответвляющегося в на-

грузку I_n , и тока в месте к з. I_k . Для схемы на рис. 13,а полный ток определится по выражению

$$I_n^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(z_c + z_{Л1} + \frac{z_n z_{Л2}}{z_n + z_{Л2}} \right)}, \quad (35)$$

а для схемы на рис. 13,б — по выражению

$$I_n^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(z_c + \frac{z_n z_n}{z_n + z_n} \right)}. \quad (36)$$

В действительности сопротивления z_c , z_n , z_L имеют разные соотношения x/r и вычислять токи по формулам (35) и (36) следовало бы в комплексной форме, с учетом активных и индуктивных сопротивлений. Но для большинства сетей отношения r и L нагрузки и воздушных линий близки (рис. 14), z_c мало по сравнению с z_L , и для упрощения расчетов уравнения (35) и (36)

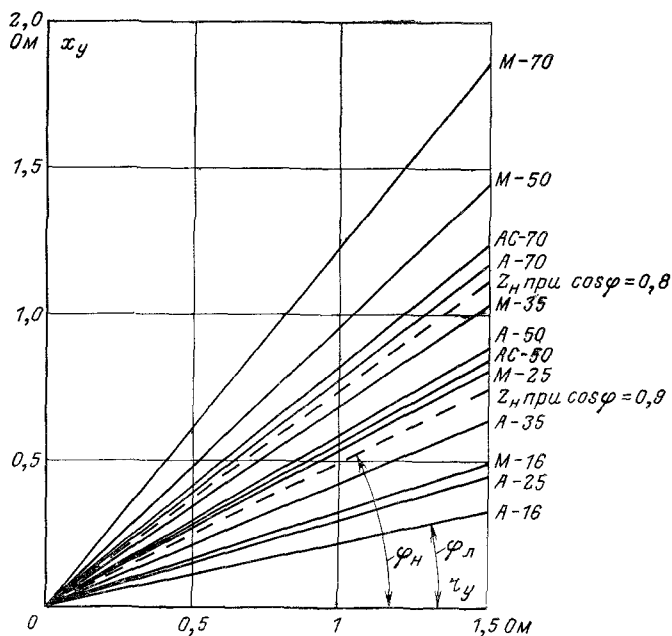


Рис. 14. Сопоставление углов нагрузки φ_n и линий φ_L распределительных сетей.

решаются в полных сопротивлениях z . Такое допущение тем более справедливо, что действительная нагрузка в момент к. з. неизвестна.

Полный ток $I_n^{(3)}$ делится на две части: часть тока I_k , идущая к месту к. з. в схеме на рис. 13,а, определяется по формуле (37):

$$I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \left[z_c + z_{Л1} + z_{Л2} + \frac{(z_c + z_{Л1}) z_{Л2}}{z_n} \right]}, \quad (37)$$

а для схемы по рис. 13, б — по формуле (38):

$$I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(z_c + z_L + \frac{z_c z_n}{z_n} \right)}. \quad (38)$$

Из выражения (38) видно, что при $z_c = 0$ $I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} z_n}$, т. е. нагрузка не влияет на значение тока к. з., если она подключена к шинам бесконечной мощности.

На основании анализа выражений (35) — (38) и рис. 13 можно сделать следующие выводы:

а) В схеме на рис. 13,а при отсутствии нагрузки ток в месте к. з. и ток, проходящий через трансформатор от системы, одинаковы по значению.

б) При наличии нагрузки ток в месте к. з. по схеме на рис. 13,а наименьший, по нему проверяется чувствительность защит сети. Ток от системы через трансформатор наибольший, по нему согласовываются защиты трансформатора и сети.

Пример 10. Схема примера 3 питается от трансформатора мощностью 10 000 кВ·А. Требуется определить ток к. з. в конце кабельной линии с учетом нагрузки

Решение. Сопротивление нагрузки по выражению (34) $z_n = \frac{11\ 070}{10\ 000 \cdot 1000} = 12,1$ Ом.

Сопротивление энергосистемы по примеру 3 $z_c = 2,12$ Ом. Полное сопротивление кабеля $z_k = 3,14$ Ом. Ток в месте к. з.

$$I^{(3)} = \frac{11\ 000}{\sqrt{3} \left(2,12 + 3,14 + \frac{2,12 \cdot 3,14}{12,1} \right)} = 1090 \text{ А}$$

вместо 1210 А, вычисленных с применением z в примере 3, и 1580 А при точном расчете. Полный ток через трансформатор

$$I_{\Pi} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \left(2,12 + \frac{12,1 \cdot 3,14}{12,1 + 3,14} \right)} = 1360 \text{ А.}$$

Ток, уходящий в нагрузку, $I_{\Pi K} = 1360 - 1090 = 270 \text{ А}$ (номиналь-

ный ток нагрузки при номинальном напряжении $\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525 \text{ А}$).

Сопротивление нагрузки определяется мощностью трансформатора: чем больше мощность трансформатора, тем больше мощность нагрузки, меньше ее сопротивление, поэтому при увеличении мощности питающего трансформатора полный ток через трансформатор увеличивается, а ток в месте к. з. уменьшается.

Если в примере 10 мощность трансформатора принять не 10 000 кВ·А, а 20 000 кВ·А, то $z_{\Pi} = \frac{11\,000^2}{200\,000 \cdot 1000} = 6,05 \text{ Ом}$, пол-

ный ток через трансформатор $I_{\Pi} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \left(2,12 + \frac{6,05 \cdot 3,14}{6,05 + 3,14} \right)} = 1520 \text{ А}$.

Ток в месте к. з. $I_{K}^{(3)} = \frac{11\,000}{\sqrt{3} \left(2,12 + 3,14 + \frac{2,12 \cdot 3,14}{6,05} \right)} = 1000 \text{ А}$.

Ток нагрузки $I_{\Pi K} = 1520 - 1000 = 520 \text{ А}$

Ток нагрузки определяется простым вычитанием. Это обосновано тем, что все сопротивления z_{Π} , $z_{Л}$, $z_{с}$ условно приняты с одинаковым отношением r к x , вследствие чего все токи совпадают по фазе.

7. ДВУСТОРОННЕЕ ПИТАНИЕ МЕСТА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В современных распределительных сетях широко применяется питание потребителей по двум линиям, от одного или двух источников. Основные, наиболее часто применяемые схемы приведены на рис. 15. На рис. 15,а показана схема замкнутого кольца с одной точкой питания, на рис. 15,б — транзитная линия, питающаяся от двух разных источников питания, объединенных в системе, на рис. 15,в — питание по двум параллельным линиям от одного источника питания.

Все эти схемы преобразовываются в схему замещения рис. 15,г, в которой короткое замыкание питается через два сопротивления $z_{Л1}$ и $z_{Л2}$.

В свою очередь схема на рис. 15,г преобразовывается в схему на рис. 15,д и ток в месте к. з. определяется по формуле

$$I^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{(x_c + x_g)^2 + r_g^2}}. \quad (39)$$

Сопротивления x_g и r_g определяются по следующим выражениям:

$$r_g = \frac{r_2(r_1^2 + x_1^2) + r_1(r_2^2 + x_2^2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} = \frac{r_2 z_1^2 + r_1 z_2^2}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}; \quad (40)$$

$$x_g = \frac{x_2(r_1^2 + x_1^2) + x_1(r_2^2 + x_2^2)}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2} = \frac{x_2 z_1^2 + x_1 z_2^2}{(r_1 + r_2)^2 + (x_1 + x_2)^2}. \quad (41)$$

Вычисления по предложенным формулам довольно громоздки. В некоторых случаях их можно упростить.

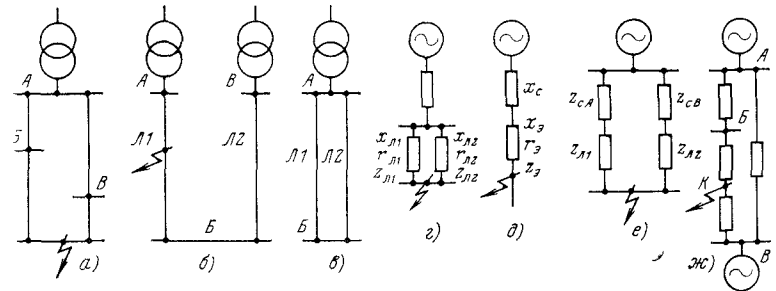


Рис. 15. Схемы двустороннего питания подстанций и расчетные схемы замещения.

Так, если отношение r/x всех линий одинаково, а x_c настолько мало, что им можно пренебречь, то с достаточной для практики точностью эквивалентное сопротивление можно определить по известному выражению

$$z_g = \frac{z_1 z_2}{z_1 + z_2}.$$

Если сопротивления $x_1 = x_2$; $r_1 = r_2$; $z_1 = z_2$, как это обычно бывает для параллельных линий, то

$$z_g = \frac{z_1}{2} = \frac{z_2}{2}; \quad x_g = \frac{x_1}{2} = \frac{x_2}{2}; \quad r_g = \frac{r_1}{2} = \frac{r_2}{2}.$$

Полный ток в месте к. з. распределяется по сопротивлениям $z_{Л1}$ и $z_{Л2}$ обратно пропорционально значениям

их сопротивлений и определяется по формулам

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I \frac{z_2}{\sqrt{(x_{1\beta} + x_2)^2 + (r_1 + r_2)^2}}; \\ I_2 &= I \frac{z_1}{\sqrt{(x_1 + x_2)^2 + (r_1 + r_2)^2}}. \end{aligned} \right\} \quad (42)$$

В частном случае, когда отношения r/x одинаковы, формулы (42) упрощаются и приводятся к виду

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I \frac{z_2}{z_1 + z_2}; \\ I_2 &= I \frac{z_1}{z_1 + z_2}. \end{aligned} \right\} \quad (43)$$

Если линии имеют одинаковые удельные сопротивления r_y , x_y , z_y , то в формулах (43) величины z_1 и z_2 можно заменить на $z_y l_1$ и $z_y l_2$, после чего они примут следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= I \frac{l_2}{l_1 + l_2}; \\ I_2 &= I \frac{l_1}{l_1 + l_2}. \end{aligned} \right\} \quad (44)$$

Параллельные линии (см. рис. 15, в и 16) являются частным случаем, для которого обычно действительны соотношения $l_1 = l_2$, $x_1 = x_2$; $r_1 = r_2$; $z_1 = z_2$. Для расчета защит параллельных линий необходимо знать токи, протекающие по обеим линиям при перемещении точки короткого замыкания по одной из них. Длина каждой из линий равна l ; величину l принимаем за единицу; короткое замыкание происходит на расстоянии d от шин питающей подстанции; величина d выражается в долях единицы.

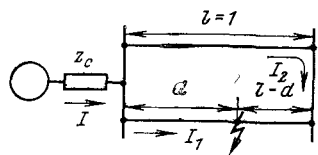


Рис. 16. Расчетная схема для параллельных линий.

соотношения $l_1 = l_2$, $x_1 = x_2$; $r_1 = r_2$; $z_1 = z_2$. Для расчета защит параллельных линий необходимо знать токи, протекающие по обеим линиям при перемещении точки короткого замыкания по одной из них. Длина каждой из линий равна l ; величину l принимаем за единицу; короткое замыкание происходит на расстоянии d от шин питающей подстанции; величина d выражается в долях единицы.

Сопротивления участков линий от подстанции до места короткого замыкания будут dz_n и $(2l-d)z_n$. Эквивалентное сопротивление обоих участков линий будет

равно:

$$z_0 = \frac{dz_n(2-d)z_n}{dz_n + (2-d)z_n} = z_n \left(d - \frac{d^2}{2} \right) = kz_n,$$

где $k = d - \frac{d^2}{2}$.

Аналогично и $r_0 = kr_n$; $x_0 = kx_n$. Обычно для расчетов релейных защит достаточно значения d принять равными (1/4, 1/2, 3/4, 1) длины линии. Промежуточные значения токов при необходимости определяются графическим построением.

Для каждой величины d определяется k . Ток к. з. в любой точке линии равен:

$$I = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{(x_0 + kx_n)^2 + (kr_n)^2}}. \quad (45)$$

Подставляя в последнюю формулу значения k для каждой величины d , можно определить ток к. з. в любой точке. Место короткого замыкания питается по обеим линиям. Токи I_1 и I_2 определяются по выражениям (44), в которых величины

$$\frac{l_1}{l_1 + l_2} \text{ и } \frac{l_2}{l_1 + l_2} \text{ заменяются на } k_2 = \frac{l_1}{l_1 + l_2} = \frac{d}{2}$$

$$\text{и } k_1 = \frac{l_2}{l_1 + l_2} = \frac{2-d}{2} = 1 - \frac{d}{2},$$

т. е.

$$\left. \begin{aligned} k_2 &= \frac{d}{2}; \\ k_1 &= 1 - \frac{d}{2}. \end{aligned} \right\} \quad (46)$$

Подставив в эти уравнения величины d , получим коэффициенты k_1 и k_2 , по которым определяются токи, притекающие к месту к. з. по обеим линиям:

$$\left. \begin{aligned} I_1 &= k_1 I; \\ I_2 &= k_2 I. \end{aligned} \right\} \quad (47)$$

Для упрощения вычислений заранее составляется таблица значений d , k , k_1 , k_2 , по которой и производятся следующие вычисления:

d	0	0,25	0,5	0,75	1
k	0	0,219	0,375	0,468	0,5
k_1	1	0,875	0,75	0,625	0,5
k_2	0	0,125	0,25	0,375	0,5

Так как отношение x/r для обеих линий одинаково, то токи, протекающие по линиям, совпадают по фазе.

Случай параллельных линий является частным случаем схемы на рис. 15,а. Если в схеме на рис. 15,а все линии имеют одинаковые величины r_y, x_y, z_y , то определить токи к. з., притекающие по обеим линиям к месту повреждения, можно, пользуясь теми же коэффициентами,

что и для параллельных линий.

В этом случае определяется средняя точка кольца по длинам линий, расстояние от шин питающей подстанции до этой точки принимается равным l . Затем точка к. з. перемещается по линиям, находясь полный ток в месте к. з. по выражению (45) и токи I_1 и I_2 по значениям коэффициентов k_1 и k_2 .

Обычно требуется определять токи к. з. не в заранее заданных точках d , а на шинах подстанций при величинах d , отличающихся от принятых при составлении таблицы. В этом случае можно поступить двояко: или определять k, k_1 и k_2 для шин каждой подстанции кольца по величине d , или пользоваться графиком, приведенным на рис. 17, и по нему определять величины k, k_1 и k_2 для шин каждой подстанции.

Пример 11. Для схемы на рис. 15,б дано: вторичное напряжение трансформатора, питающего сеть 38,5 кВ, длина каждой линии 10 км. Провод АС-70, опоры П-об

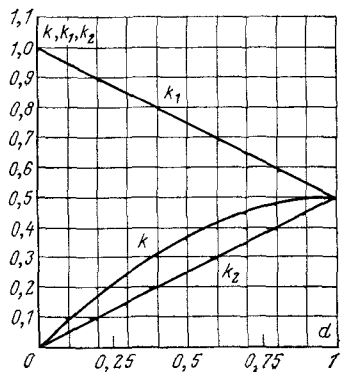


Рис. 17. Значения коэффициентов для определения распределения токов при к. з. на параллельных линиях.

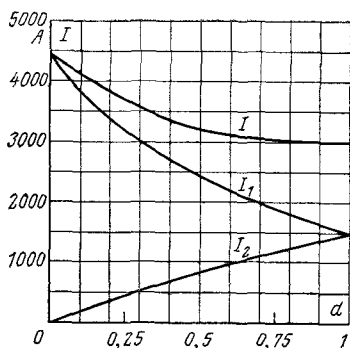


Рис. 18. Кривые токов к. з. к примеру 11.

разные. Расстояние между проводами $D=2,8$ м, сопротивление энергосистемы $x_c=5$ Ом. Построить кривые изменения тока при перемещении точки к. з. по линии.

Решение. Среднее геометрическое расстояние для П-образной опоры

$$D_{ср} = 1,26D = 1,26 \cdot 2,8 = 3,5 \text{ м.}$$

По приложению ПЗ0 $x_y = 0,417$ Ом/км

По приложению ПЗ $r_y = 0,42$ Ом/км.

Сопротивления линии: $x_{л} = 4,17$ Ом, $r_{л} = 4,2$ Ом.

Задаваясь значением d , определяют k, k_1, k_2 и затем по формулам (45), (47) определяют токи I_1 и I_2 . По результатам расчета строятся кривые, приведенные на рис. 18. Результаты расчета приведены ниже:

d	0	0,25	0,5	0,75	1
I	4450	3700	3220	3040	2980
I_1	4450	3240	2410	1900	1490
I_2	0	460	810	1140	1490

По этим кривым определяются зоны действия отсечек, ступенчатых максимальных токовых защит и поперечных дифференциальных защит.

Пример 12. Для схемы на рис. 15,а дано: $x_c=5$ Ом, напряжение 38,5 кВ, все линии выполнены проводом АС-70 на П-образных опорах. Длина линии АБ 3 км, длина линии БВ 10 км, длина линии ВА 7 км. Определить ток к. з. на шинах подстанций А, Б, В и токи по линиям.

По данным примера 9: $x_y = 0,417$ Ом/км; $r_y = 0,42$ Ом/км. Середина кольца находится на расстоянии 10 км от шин подстанции А.

Определяем величины k, k_1, k_2

Шины подстанции А: $d=0$; $k=0$; $k_1=1$, $k_2=0$

Шины подстанции Б: $d=0,3$; $k=0,3 - \frac{0,3^2}{2} = 0,255$; $k_1 = 1 - \frac{0,3}{2} = 0,85$; $k_2 = \frac{0,3}{2} = 0,15$.

Середина кольца: $d=1$; $k=0,5$; $k_1=0,5$; $k_2=0,5$.

Шины подстанции В: $d=0,7$; $k=0,7 - \frac{0,7^2}{2} = 0,455$; $k_1 = 1 - \frac{0,7}{2} = 0,65$; $k_2 = \frac{0,7}{2} = 0,35$.

Подстановкой величины k, k_1, k_2 в формулы (45) и (47) вычисляют I, I_1, I_2 :

	Шины А	Шины Б	Шины В	Середина кольца
Место к. з.	0	0,3	0,7	0,5
Ток в месте к. з.	4450	3580	3080	2950
Ток по линии АБ	4450	3040	1080	1490
Ток по линии АВ	0	540	2000	1490

По результатам вычислений строится график, показанный на рис. 19. При вычислении важно обратить внимание на то, что для

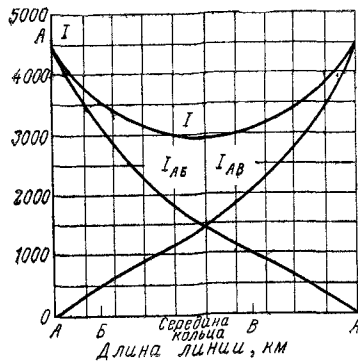


Рис. 19. Кривые токов к з. к примеру 12.

строятся по вычислениям, выполненным для первой половины. В данном примере количество вычислений обоими способами одинаково; но если подстанций в кольце много, то такой способ вычислений может дать значительную экономию времени

Если линии имеют разные значения удельных сопротивлений, то в изложенном методе длины линий заменяются их сопротивлениями. Рассмотрим это на примере.

Пример 13. В примере 12 линия AB выполнена проводом М-50, линия AB — проводом А-70, линия BA — проводом АС-50. Остальные условия те же. Определить токи при коротких замыканиях на шинах подстанций B и V .

Решение. По приложениям П1—П3, П28—П30 определяются сопротивления линий

$$\text{Линия } AB: r=0,361 \cdot 3=1,08 \text{ Ом}; x=0,433 \cdot 3=1,3 \text{ Ом}; z=1,7 \text{ Ом}$$

$$\text{Линия } BB: r=0,412 \cdot 10=4,12 \text{ Ом}; x=0,42 \cdot 10=4,2 \text{ Ом}; z=5,9 \text{ Ом}$$

$$\text{Линия } BA: r=0,532 \cdot 7=4,15 \text{ Ом}; x=0,428 \cdot 7=3,1 \text{ Ом}; z=5 \text{ Ом}$$

$$\text{Середина кольца определится как } \frac{1,7 + 5,9 + 5}{2} = 6,3 \text{ Ом.}$$

Сопротивление от шин подстанций A до этой точки принимается за единицу. Величины d для шин подстанций B и V определяются как $\frac{1,7}{6,2}=0,27$ и $\frac{5}{6,3}=0,79$.

Далее определяются коэффициенты k , k_1 , k_2 и вычисляются токи. Формула (45) применяется в следующем виде:

$$I^{(2)} = \frac{U}{\sqrt{3}(x_c + kz)}. \quad (48)$$

В изложенной выше методике допускаются известные упрощения: арифметическое сложение полных сопротивлений линий с раз-

шии подстанции V отсчет величины d идет не по линии AB , как для подстанции B , а по линии AB . Поэтому по сравнению с подстанцией B коэффициенты k_1 и k_2 меняются местами. Из сравнения кривых токов по рис. 18 и 19 видно, что кривые токов на рис. 19 симметричны относительно середины кольца и каждая половина их является кривой токов, приведенных на рис. 18. Это обстоятельство можно использовать для упрощения вычислений и построений. Так, вычисления для подстанции V в примере 12 можно вести для точки, находящейся на линии AB на расстоянии $d=0,7$. Расчет можно вести только для половины кольца, кривые токов второй половины

ными отношениями x к r и арифметические сложения индуктивного сопротивления энергосистемы с полным сопротивлением линий. Если отношение x/r для разных линий значительно отличается, то такое упрощение может вызвать значительные ошибки в значениях токов. В таких случаях следует пользоваться формулами (39)—(42). В данном случае отношения x/r равны

$$\frac{0,433}{0,361} = 1,2; \quad \frac{0,42}{0,412} = 1,02; \quad \frac{0,428}{0,532} = 0,725$$

и ошибки в определении суммарного сопротивления всех линий практически нет:

$$z_{AA} = z_{AB} + z_{BV} + z_{VA} = 1,7 + 5,9 + 5 = 12,6 \text{ Ом.}$$

$$z_{AA} = \sqrt{(1,08 + 4,12 + 4,15)^2 + (1,3 + 4,2 + 3)^2} = 12,6 \text{ Ом.}$$

Расчет по схеме на рис. 15,б сводится к расчету по схеме на рис. 15,а с небольшими изменениями. Для этого расчета необходимо знать $I^{(3)}$ или $S^{(3)}$ на шинах подстанций A и V при разомкнутой в любом месте линии ABV . Таким образом получаются значения сопротивления энергосистемы $z_{c,A}$ и $z_{c,V}$, приведенные к шинам подстанций A и B .

Дальнейший расчет выполняется так же, как для схемы, приведенной на рис. 15,е, только теперь сопротивление энергосистемы в выражении (31) равно 0, а сопротивления $z_{c,A}$ и $z_{c,V}$ входят в величины x_1 и x_2 в формулах (40) и (41). Если x_0 настолько мало, что им можно пренебречь по сравнению с x_d , а линии имеют одинаковые сопротивления, то расчет ведется, как для схемы на рис. 15,а с коэффициентами k , k_1 , k_2 . Если же сопротивление энергосистемы велико, а линии разные, то расчет следует вести по формулам (39)—(41).

Пример 14. В схеме на рис. 15,б $z_{c,A}=10$ Ом, $z_{c,V}=3$ Ом. Линия AB выполнена проводом М-70 длиной 5 км, линия BB — проводом АС-50 длиной 10 км. Опоры П-образные, расстояния между проводами 2,8 м. Напряжение 38,5 кВ. Найти токи при коротком замыкании на шинах b .

Решение. Для линии AB (рис. 15,е): $r=0,267 \cdot 5=1,28$ Ом; $x=0,42 \cdot 5=2,1$ Ом.

Для линии BB : $r=0,592 \cdot 10=5,92$ Ом; $x=0,428 \cdot 10=4,28$ Ом.

$$\text{Сопротивление всей цепи } AB: x_1 = 10 + 2,1 = 12,1 \text{ Ом}; z_1 = \sqrt{12,1^2 + 1,28^2} = 12,2 \text{ Ом.}$$

$$\text{Сопротивление всей цепи } BB: x_2 = 3 + 4,27 = 7,28 \text{ Ом}; z_2 = \sqrt{7,28^2 + 5,92^2} = 9,4 \text{ Ом.}$$

$$r_3 = \frac{5,92 \cdot 12,2^2 + 1,28 \cdot 9,4^2}{(1,28 + 5,92)^2 + (12,1 + 7,28)^2} = 2,33 \text{ Ом.}$$

$$x_3 = \frac{7,28 \cdot 12,2^2 + 12,1 \cdot 9,4^2}{(1,28 + 5,92)^2 + (12,1 + 7,28)^2} = 5,04 \text{ Ом.}$$

Ток в месте короткого замыкания на шинах подстанции *B*

$$I^{(3)} = \frac{38\,500}{\sqrt{3} \sqrt{2,33^2 + 5,04^2}} = 4000 \text{ А.}$$

Токи по линиям определяются по формулам (42).

$$I_{AB} = \frac{4000 \cdot 9,4}{\sqrt{(12,1 + 7,28)^2 + (1,28 + 5,92)^2}} = 1820 \text{ А;}$$

$$I_{BB} = \frac{4000 \cdot 12,2}{\sqrt{(12,1 + 4,28)^2 + (1,28 + 5,92)^2}} = 2360 \text{ А.}$$

Этот пример можно решить и другим способом. После того, как найдены z_1 и z_2 , определяются токи I_1 и I_2

$$I_1 = \frac{U}{\sqrt{3} z_1} = \frac{38\,500}{\sqrt{3} \cdot 12,2} = 1320 \text{ А;}$$

$$I_2 = \frac{U}{\sqrt{3} z_2} = \frac{38\,500}{\sqrt{3} \cdot 9,4} = 2360 \text{ А.}$$

Важно отметить, что арифметическая сумма токов $I_1 + I_2 = 1820 + 2360 = 4180$ не равна току в месте к з. Происходит это потому, что отношение x/R для ветвей *AB* и *BB* разное и токи I_1 и I_2 сдвинуты относительно напряжения системы на разные углы. В данном случае

$$\sin \varphi_1 = \frac{x_1}{z_1} = \frac{12,1}{12,2} = 0,99$$

и

$$\varphi_1 = 84^\circ; \sin \varphi_2 = \frac{x_2}{z_2} = \frac{7,28}{9,4} = 0,775 \text{ и } \varphi_2 = 51^\circ.$$

Векторная диаграмма токов для этого примера приведена на рис. 20.

Необходимо особо отметить, что приведенные расчеты справедливы, если кроме линий *AB* и *BB* (см рис 15,б) других линий между подстанциями *A* и *B* нет. Подстанции *A* и *B* могут быть связаны между собой только через большие сопротивления энергосистемы. Если же имеется еще и линия *AB* с малым сопротивлением, то при коротких замыканиях на линиях *AB* и *BB* результат расчета по излагаемому методу будет неправильный.

При необходимости учета линии *AB* схема замещения примет вид, показанный на рис 15,ж. Для каждой точки короткого замыкания *K* определяются эквивалентные сопротивления цепей *ABKB* и *AB*, включенные параллельно, затем определяются такие же сопротивления для параллельно включенных систем *A* и *B*, находится ток в месте к з и распределение его по линиям.

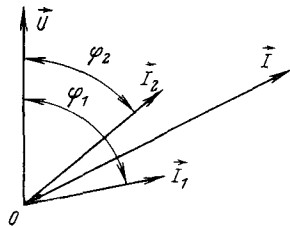


Рис. 20. Векторная диаграмма токов к примеру 14.

В ряде случаев необходимо определить ток к з. на шинах, питающихся от двух параллельно включенных трансформаторов. Общие принципы расчета такие же, как для питания короткого замыкания по двум линиям. Если параллельно работающие трансформаторы одинаковой мощности и конструкции, то сопротивления их одинаковы и ток к з. делится поровну между трансформаторами. Если же сопротивления разные, то токи будут делиться обратно пропорционально их полным сопротивлениям. При примерно одинаковых отношениях x/r расчет по полным сопротивлениям дает достаточную для практики точность. При значительной разнице отношений x/r расчет следует вести по эквивалентным сопротивлениям.

Пример 15. Параллельно работают два трансформатора: 35/10,5 кВ № 1 мощностью 1600 кВ·А, $u_k = 6,5\%$, $P_k = 11\,600$ Вт и № 2 мощностью 4000 кВ·А, $u_k = 7,5\%$, $P_k = 33\,500$ Вт. Сопротивление энергосистемы $x_c = 5$ Ом. Определить токи через трансформаторы при коротком замыкании на шинах 10,5 кВ.

Решение. Определяются сопротивления трансформаторов:

$$\text{№ 1 } r_1 = \frac{11\,600 \cdot 35^2}{1600^2} = 5,55 \text{ Ом; } x_1 = \sqrt{49,8^2 - 5,55^2} =$$

$$= 49,5 \text{ Ом; } z_1 = \frac{10 \cdot 6,535^2}{1600} = 49,8 \text{ Ом; } \frac{x_1}{r_1} = \frac{49,6}{5,55} = 8,9;$$

$$\text{№ 2 } r_2 = \frac{33\,500 \cdot 35^2}{4000^2} = 2,55 \text{ Ом; } x_2 = \sqrt{22,9^2 - 2,55^2} =$$

$$= 22,6 \text{ Ом; } z_2 = \frac{10 \cdot 7,5 \cdot 35^2}{4000} = 22,9 \text{ Ом; } \frac{x_2}{r_2} = \frac{22,6}{2,55} = 8,85.$$

Отношения x/r настолько близки, что можно пользоваться упрощенным методом расчета. Так как отношение $x/r \gg 3$, то активными сопротивлениями также можно пренебречь и считать $z = x$. Тогда сопротивление параллельно включенных трансформаторов равно:

$$\frac{z_1 z_2}{z_1 + z_2} = \frac{49,8 \cdot 22,9}{219,8 + 22,9} = 15,7 \text{ Ом.}$$

Ток в месте короткого замыкания

$$I_k^{(3)} = \frac{35\,000}{\sqrt{3}(5 + 15,7)} = 980 \text{ А.}$$

Ток через трансформатор № 1

$$I_1 = \frac{22,9}{22,9 + 49,8} \cdot 980 = 310 \text{ А.}$$

Ток через трансформатор № 2

$$I_2 = \frac{49,8}{22,9 + 49,8} 980 = 670 \text{ А.}$$

Отношение токов $\frac{I_1}{I_2} = \frac{310}{670} = 0,463$, а отношение мощностей трансформаторов $\frac{1600}{4000} = 0,4$. Если бы u_k трансформаторов были одинаковыми, то отношение токов было бы равно отношению мощностей.

8. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 0,4 кВ

Расчет токов трехфазного и двухфазного к. з. в сетях 0,4 кВ выполняется по методике, изложенной выше для сетей более высокого напряжения.

Допустимость неучета сопротивлений шин и аппаратуры 0,4 кВ и питающих линий 6—35 кВ определяется сравнением их значений с сопротивлением трансформатора 6—35/0,4 кВ.

Пример 16. Определить ток трехфазного к. з. для схемы на рис. 21. Питающий трансформатор 400 кВ·А, 6/0,4 кВ, У/У_н, соединен со сборкой 400 В алюминиевыми шинами сечением 50/5 мм.

Шины расположены в одной плоскости, расстояние между ними 240 мм. Общая длина шин от выводов трансформатора до автоматических выключателей отходящих линий 15 м. На стороне 0,4 кВ трансформатора установлен рубильник Р на 1000 А, на отходящих линиях автоматические выключатели Аз на 200 А и трансформаторы тока 200/5. Кабельная линия длиной 200 м выполнена алюминиевым кабелем сечением 3×70+1×35. Воздушная линия длиной 200 м выполнена алюминиевыми проводами сечением 3×70+1×35 и соединена со сборкой 0,4 кВ алюминиевым кабелем длиной 20 м, сечением 3×70+1×25 мм² в алюминиевой оболочке.

Решение. Среднее геометрическое расстояние между шинами $1,26 \cdot 240 = 300$ мм. По приложению 118 активное сопротивление шин $r = 0,142 \cdot 15 = 2,12$ мОм; индуктивное — $x = 0,2 \cdot 15 = 3$ мОм.

Активное сопротивление контактов рубильника по П9 0,08 мОм. Активное сопротивление контактов и обмоток расцепителей автоматических выключателей по П9 0,36+0,6=0,96 мОм; индуктивное 0,28 мОм. Активное сопротивление обмотки одного трансформатора тока по П10 0,19 мОм; индуктивное 0,17 мОм. Активное

сопротивление обмоток трансформатора 400 кВ·А, отнесенное к 0,4 кВ, по П20 5,55 мОм; индуктивное 17,1 мОм. Активное сопротивление фазы кабеля 3×70+1×25 по П7 0,443·0,2=0,0886 мОм=88,6 мОм; индуктивное по П7 0,08·0,2=0,016 мОм=16 мОм.

Для воздушной линии: активное сопротивление по П2 0,412×0,2=0,824 мОм; индуктивное при $D_{cp} \approx 800$ мм по П29 0,33·0,2=64 мОм. Сопротивления кабеля длиной 20 м равны: активное 3,86 мОм и индуктивное 1,6 мОм.

Ток трехфазного к з в конце воздушной линии

$$I_k^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(5,5 + 2,12 + 0,08 + 0,96 + 0,19 + 82,4 + 8,86)^2 + (17,1 + 3 + 0,28 + 0,17 + 64 + 1,6)^2}} = 1690 \text{ А.}$$

Если пренебречь сопротивлениями шин и аппаратуры, то ток к. з. будет равен:

$$I_k^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(5,5 + 82,4 + 8,86)^2 + (17,1 + 64 + 1,6)^2}} = 1740 \text{ А.}$$

Разница результатов двух расчетов около 3%. Поэтому во многих случаях при расчете токов к з на воздушных линиях 0,4 кВ сопротивлением шин и аппаратуры можно пренебречь.

Если пренебречь и сопротивлением трансформатора, то ток к з будет равен:

$$I_k^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(82,4 + 8,86)^2 + (64 + 1,6)^2}} = 1920 \text{ А (ошибка около 13 \%)}.$$

Для трансформаторов меньшей мощности ошибка будет еще больше. Так если вместо трансформатора 400 кВ·А взять трансформатор 40 кВ·А в которого активное сопротивление составляет 88 мОм и индуктивное 157 мОм то действительный ток будет равен:

$$I_k^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(88 + 2,12 + 0,08 + 0,96 + 0,19 + 82,4 + 8,86)^2 + (157 + 3,0 + 0,28 + 0,17 + 64 + 1,6)^2}} = 785 \text{ А.}$$

Если в этом случае пренебречь сопротивлением трансформатора то ошибка будет 250%.

Ток к з в конце кабельной линии будет равен:

$$I_k^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(5,5 + 2,12 + 0,08 + 0,96 + 0,19 + 88,6)^2 + (17,1 + 3 + 0,28 + 0,17 + 16)^2}} = 2220 \text{ А.}$$

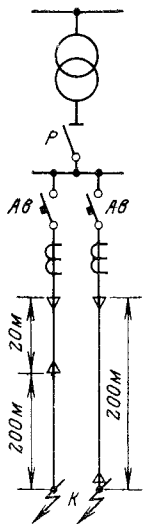


Рис. 21. Схема к примеру 16.

Если пренебречь сопротивлениями трансформатора и аппаратуры, то ток к. з. будет равен:

$$I^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{88,2^2 + 16^2}} = 2600 \text{ А (ошибка } \sim 17 \%).$$

Сопротивлениями линий высшего напряжения и энергосистемы, питающих трансформаторы 6—35/0,4 кВ, можно пренебрегать не всегда. Так, если в данном примере трансформатор питается по линии 6 кВ длиной 10 км, выполненной проводом А-35 на опорах по рис. 5 при $D_{об} = 1150$ мм, то ее сопротивления будут по П2 и П12 8,3 Ом активное и 3,77 Ом индуктивное. Эти сопротивления, приведенные к напряжению 0,4 кВ, будут равны:

$$\frac{8,3 \cdot 0,4^2}{6,0^2} = 0,037 \text{ Ом и } \frac{3,77 \cdot 0,4^2}{6^2} = 0,0168 \text{ Ом.}$$

Ток к. з. составит:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(5,75 + 2,12 + 0,08 + 0,96 + 0,19 + 8,86 + 82,4 + 37)^2 + (17,2 + 3 + 0,28 + 0,17 + 1,6 + 64 + 16,8)^2}} = 1330 \text{ А.}$$

Если сопротивлением питающей линии 6 кВ пренебречь, то ошибка составит 13%.

Для оценки возможности упрощения расчетов можно руководствоваться требованиями ПУЭ по чувствительности релейных защит. Для предохранителей и автоматических выключателей с зависимой характеристикой чувствительность должна быть не менее 3; при этом ошибку в вычислении токов порядка 10—15% можно допустить.

Для автоматических выключателей с мгновенным расцепителем ПУЭ требуют чувствительность не менее 1,1, вследствие чего для расчетов таких защит ошибка в 10—15% уже недопустима, так как может вызвать отказ автоматического выключателя.

Обычно можно не учитывать сопротивления шин и аппаратуры, недопустимо пренебрегать сопротивлением трансформаторов, а возможность не учитывать сопротивления питающей линии устанавливается сравнением их с сопротивлениями трансформаторов и линий 0,4 кВ.

Для расчета токов однофазного к. з. ПУЭ рекомендуется следующее выражение:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{z_{\tau}^{(1)}}{3} + z_{\pi}}. \quad (49)$$

Здесь допускается арифметическое сложение полных сопротивлений, что дает преуменьшенное значение тока к. з. Величина $z_{\tau}^{(1)}$ — полное сопротивление трансформатора при однофазном к. з. — очень сильно зависит от схемы соединений его обмоток. При схемах соединений Д/У_н и У/З_н величина $z_{\tau}^{(1)}/3$ равна сопротивлению трансформатора при трехфазном или двухфазном к. з. и определяется по известному выражению

$$z_1 = \frac{10u_{\kappa}U^2}{S}.$$

В этом случае выражение (49) превращается в $I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{z_{\tau} + z_{\pi}}$ и при питании от системы бесконечной мощности ток однофазного к. з. на выводах трансформатора равен току трехфазного к. з. $I_{\kappa}^{(1)} = I_{\kappa}^{(3)}$.

При соединении У/У_н $z_{\tau}^{(1)} \neq 3z_{\tau}$; величина $z_{\tau}^{(1)}$ в ГОСТ не нормирована и в информациях заводов-изготовителей не указывается. Эта величина, в большинстве случаев определенная опытным путем различными организациями, приведена в приложениях П11—П14.

Полное сопротивление петли короткого замыкания z_{π} состоит из сопротивлений фазного и нулевого проводов. Рекомендуется принимать $x = 0,6$ Ом/км для воздушных линий всех конструкций, r — по приложениям П1—П3. Для других конструкций линий 0,4 кВ: трех- и четырехжильных кабелей, проводок проводом в трубах, на изоляторах и прочих — ПУЭ рекомендаций не дают. Поэтому для облегчения расчетов в приложениях П15—П22 даны расчетные значения полных сопротивлений для разных конструкций линий 0,4 кВ, составленные по данным [6]. Для воздушных линий 0,4 кВ, выполненных на крюках или траверсах, транспозиция проводов не применяется, расстояния между фазными и нулевым проводом разные. Поэтому и индуктивные сопротивления разных фаз различны. В приложениях даны величины для худшего случая при наибольшем расстоянии между фазным и нулевым проводами (рис. 22). Это расстояние определяется по чертежам опор. Для линий на крюках это расстояние обычно колеблется

в пределах 500—1000 мм, для линий на траверсах — в пределах 1250—1650 мм. Активные сопротивления проводов в приложениях приняты при максимальной допустимой по ПУЭ температуре: 80°C для кабелей с бумажной изоляцией; 70°C для неизолированных проводов воздушных линий; 65°C для кабелей и проводов с резиновой и пластмассовой изоляцией; 80°C для алю-

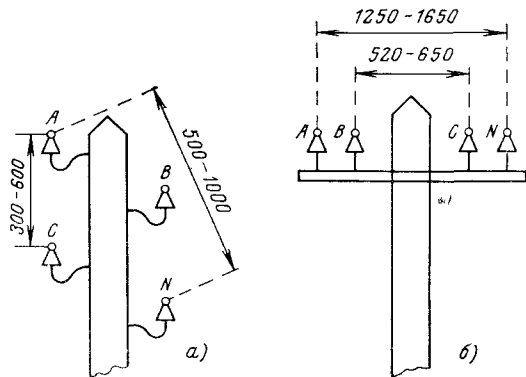


Рис. 22. Конструкции линий 0,4 кВ.
а — на крюках; б — на траверсах.

миневой оболочки трехжильных кабелей, используемой в качестве нулевого провода. Нагрев проводов от тока к. з. не учитывался. Удельные сопротивления при 20°C приняты 31,4 Ом·мм²/км для алюминия и 18,4 Ом× мм²/км для меди.

При всех расчетах следует учитывать требование ПУЭ — проводимость (при одинаковых материалах — сечение) нулевого провода должна быть не менее 50% проводимости (сечения) фазного провода.

Для трехжильных кабелей с резиновой или пластмассовой оболочкой в качестве нулевого провода обычно используются металлические конструкции зданий и механизмов, соединяемые между собой и с нулевой точкой трансформатора. Если проводимость такой системы недостаточна, то вблизи кабельной линии прокладывается специальная стальная полоса, используемая как нулевой провод.

Для трехжильных кабелей с алюминиевой оболочкой в качестве нулевого провода используется алюми-

ниевая оболочка. Для четырехжильных кабелей в алюминиевой оболочке нулевая жила соединяется с оболочкой, и в расчете принимается их суммарная проводимость для невзрывоопасных помещений. Для взрывоопасных помещений алюминиевая оболочка не учитывается, считается только сопротивление нулевой жилы кабеля. У трехжильных кабелей со свинцовой оболочкой и бумажной изоляцией использовать свинцовую оболочку в качестве четвертой жилы допускается только при реконструкции существующих сетей при напряжении не более 220/127 В.

В сетях 380/220 В свинцовую оболочку при расчете однофазных к. з. включать в расчетную схему запрещается и в качестве четвертой жилы используется стальная полоса, проложенная вблизи кабеля, или металлические конструкции зданий и механизмов. При прокладке трехпроводных линий в трубах в качестве заземляющего проводника учитываются только сами трубы; соседние металлические конструкции не учитываются; при четырехпроводных линиях учитываются и труба и четвертый нулевой провод. Исключением являются взрывоопасные помещения, где учитывается только четвертый провод, а труба не учитывается.

Пример 17. Определить ток однофазного к. з. в конце линий для схемы на рис 21 (пример 16). Схема соединения обмоток трансформатора Д/У_н и У/У_н.

Решение. По П11 для схемы соединений Д/У_н $z_{г}^{(1)} = 0,056$ Ом. По П15 сопротивление петли фаза — нуль воздушной линии при максимальном расстоянии между фазой и нулем 1 м равно $0,2 \times 1,82 = 0,364$ Ом. Сопротивление четырехжильного кабеля с учетом алюминиевой оболочки по П20 $0,2 \cdot 0,87 = 0,174$ Ом.

Ток к. з. в конце воздушной линии

$$I_{к}^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,056}{3} + 0,364} = 600 \text{ А, а при трехфазном к. з. } 1740 \text{ А.}$$

Такое резкое уменьшение тока вызвано активным сопротивлением нулевого провода и увеличением индуктивного сопротивления петли по сравнению с сопротивлением фазы

При коротком замыкании в конце кабельной линии

$$I_{к}^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,056}{3} + 0,174} = 1200 \text{ А.}$$

Схема соединения обмоток по ГОСТ 11677-75	вид к з	Ток к з на вторичной стороне при $U_1/U_2=1$		Количество витков
		в месте к з	на первичной стороне	
 w_y $y/y_n \text{ } \theta$ w_{yn}	a-o	 $I_a = \frac{3U_\Phi}{z_r^{(1)}}$	 $I_A = 2/3 I_a$ $I_B = I_C = 1/3 I_a$	$w_y - w_{yn}$
	b-c	 $I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{(2)}$	 $I_B = I_C = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{(2)}$ $I_A = 0,866 I^{(2)}$	
 w_A $\Delta/y_n - 11$ w_{yn}	a-o	 $I_a = \frac{3U_\Phi}{z_r^{(1)}} = \frac{U_\Phi}{z_r} = I^{(2)}$	 $I_A = I_B = \frac{I_a}{\sqrt{3}} = 0,58 I^{(2)}$	$w_A = \sqrt{3} w_y$
	b-c	 $I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{(2)}$	 $I_B = \frac{2}{\sqrt{3}} I_\theta = I^{(2)}$ $I_A = I_C = \frac{I_\theta}{2}$	
 w_y $\Delta/z_n - 11$ w_{yz} w_{zz}	a-o	 $I_a = \frac{3U_\Phi}{z_r^{(1)}} = \frac{U_\Phi}{z_r} = I^{(2)}$	 $I_A = I_B = \frac{I_a}{\sqrt{3}} = 0,58 I^{(2)}$	$w_{yz} = w_{zz} \frac{w_y}{\sqrt{3}}$
	b-c	 $I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{(2)}$	 $I_C = \frac{2}{\sqrt{3}} I_\theta = I^{(2)}$ $I_B = I_A = \frac{I_C}{2}$	
 w_y $y/\Delta - 11$ w_A	b-c	 $I_b = I_c = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{(2)}$	 $I_A = I_C = \frac{I_\theta}{2}$ $I_B = \frac{2}{\sqrt{3}} I_\theta = I^{(2)}$	$w_A = \sqrt{3} w_y$

Рис. 24. Значения и векторные диаграммы токов несимметричных коротких замыканий при разных схемах соединений обмоток трансформаторов.

формации на первичную сторону, или вести расчет для трехфазного к з, относя ток и сопротивления к первичному напряжению U_1 и по выражениям на рис. 24 определить токи при требуемом виде к з.

Пример 18. Определить токи трехфазного, двухфазного и однофазного к з на выводах низшего напряжения трансформатора 400 кВ·А, 6/0,4 кВ при схемах соединений обмоток У/У_н и Д/У_н. Питание производится от системы бесконечной мощности.

Решение Соединение обмоток Д/У_н, расчет для напряжения 0,4 кВ Сопротивление трансформатора, приведенное к 0,4 кВ, по П11 $z_T = 0,018$ Ом Ток однофазного и трехфазного к з

$$I^{(1)} = I^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,018} = 12\,900 \text{ А, отнесенных к } 400 \text{ В.}$$

Ток двухфазного к з.

$$I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 12\,900 = 11\,200 \text{ А.}$$

Тот же расчет выполняется при напряжении 6,0 кВ Сопротивление трансформатора, отнесенное к 6,0 кВ, равно.

$$\frac{10u_k U^2}{S} = \frac{10 \cdot 4,5 \cdot 6,0^2}{400} = 4,0 \text{ Ом.}$$

Ток $I_k^{(3)} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 4,05} = 860 \text{ А.}$ То же значение получится пересчетом тока $I^{(3)}$, отнесенного к 400 В, на напряжение 6,0 кВ $\frac{12\,900 \cdot 400}{6000} = 860 \text{ А.}$

Ток $I_k^{(1)}$, отнесенный к 6,0 кВ, по рис. 24 равен $0,58 I^{(3)} = 0,58 \cdot 860 = 500 \text{ А.}$ Такой ток протекает в двух фазах на стороне 6,0 кВ. Такое же значение тока получается пересчетом с напряжением 400 В на напряжение 6 кВ: $\frac{12\,900 \cdot 400}{6000} \cdot 0,58 = 500 \text{ А.}$

Наибольший ток двухфазного к з со стороны 6 кВ по рис 24 равен току трехфазного к з 860 А, в двух других фазах ток вдвое меньше 430 А

Соединение обмоток У/У_н Ток трехфазного к з от схемы соединений обмоток не зависит и равен 12 900 А на стороне 400 В и 860 А на стороне 6 кВ

Ток двухфазного к з на стороне 400 В также не зависит от схемы соединения обмоток и равен 11 200 А

Для схемы соединений У/У_н ток двухфазного к з со стороны 6 кВ равен $\frac{\sqrt{3}}{2} I^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 860 = 745 \text{ А.}$

Для однофазного к з $z_T^{(1)} = 0,195$ Ом и $I^{(1)} = \frac{3 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,195} = 3570 \text{ А}$ вместо 12 900 А для соединения Д/У_н Со стороны 6 кВ максимальный ток будет равен $\frac{2}{3} \cdot 3570 \cdot \frac{400}{6000} = 159 \text{ А,}$ в двух других фазах токи в 2 раза меньше и равны 79,5 А

Таблица 1

Напряжение, кВ	Схема соединений	$I_K^{(3)}$	$I_K^{(2)}$	$I_K^{(1)}$
0,4	Д/У _н	12 900	11 200	12 900
	У/У _н	12 900	11 200	3570
6,0	Д/У _н	860	860/430	500
	У/У _н	860	745	159/79,5

Для более удобного сравнения результаты расчета сведены в табл. 1

Малое значение тока при однофазных к. з. для схемы соединений У/У_н значительно затрудняет выполнение защиты таких трансформаторов и вынуждает применять более сложные защиты с увеличенным количеством реле и трансформаторов тока.

10. САМОЗАПУСК ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Под явлением самозапуска электродвигателей понимается следующее: при к. з. на линии она отключается релейной защитой и электродвигатели, питающиеся от нее, останавливаются. Затем линия снова включается в работу и остановившиеся электродвигатели одновременно начинают разворачиваться. За счет этого резко возрастает ток по линии, могущий вызвать повторное, неправильное отключение линии защитой. Такое явление в современных сетях при массовом применении АПВ и АВР следует учитывать при расчете уставок релейной защиты.

Ток самозапуска электродвигателей определяется по выражению

$$I_{сз} = \frac{U}{\sqrt{3}\Sigma x}, \quad (50)$$

где U — расчетное линейное напряжение; Σx — суммарное пусковое индуктивное сопротивление электродвигателя и питающих их линий и трансформаторов. Сопротивление энергосистемы обычно можно не учитывать. Активные сопротивления для упрощения также не учитываются.

Сопротивление электродвигателя при пуске определяется по выражению

$$x_{сз} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{п}} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}I_{ном}k}, \quad (51)$$

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение электродвигателя, В; $I_{ном}$ — номинальный ток, А; $I_{п} = kI_{ном}$ — пусковой ток; k — кратность пускового тока к номинальному при номинальном напряжении.

Все эти данные помещаются на щитке электродвигателя, в каталогах и других справочных материалах.

Пример 19. От трансформатора 400 кВ·А 6/0,4 кВ, $u_k = 4,5\%$ питаются следующие электродвигатели серии А, 1000 об/мин:

Мощность, кВт	Номинальный ток, А	Кратность пускового тока k	Количество двигателей	Пусковая аппаратура
10	20,3	7	10	Рубильник Пускатель обычный Пускатель для обеспечения самозапуска
22	43	7	5	
40	75,1	7	2	
75	139	7	1	

Определить ток самозапуска электродвигателей при АПВ питающей линии

Решение. Время АПВ в распределительных сетях по условию готовности привода выключателя линии к действию и для повышения успешности АПВ обычно принимается не менее 1—1,5 с. За это время пускатели электродвигателей 22 кВт отпадут, и в процессе самозапуска эти электродвигатели не участвуют.

Электродвигатели 40 и 75 кВт в соответствии с рекомендациями [2] имеют магнитные пускатели, реконструированные для обеспечения самозапуска. Электродвигатели 10 кВт в соответствии с [1] пускаются обычными рубильниками, персонал предприятия за время АПВ отключить эти электродвигатели не успевает.

Таким образом, в процессе самозапуска участвуют электродвигатели мощностью 10, 40 и 75 кВт.

Пользоваться выражением (51), определять сопротивление каждого электродвигателя в отдельности и затем определять сопротивление всех параллельно включенных электродвигателей в данном случае неудобно из-за громоздких вычислений. Поэтому выражение (50) приводится к более удобному виду

$$I_{сз} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(x_T + \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}\Sigma I_{ном}k} \right)}, \quad (52)$$

где $\Sigma I_{ном}k$ — сумма пусковых токов всех электродвигателей, участвующих в процессе самозапуска. Подставив в формулу (52) числовые значения, получим

$$\begin{aligned} I_{сз} &= \frac{400}{\sqrt{3} \left(0,018 + \frac{380}{\sqrt{3}(20,3 \cdot 7 \cdot 10 + 75,1 \cdot 7 \cdot 2 + 139 \cdot 7 \cdot 1)} \right)} = \\ &= \frac{400}{\sqrt{3}(0,018 + 0,063)} = 2530 \text{ А,} \end{aligned}$$

что в 4,35 раза больше номинального тока 580 А трансформатора 400 кВ А

Спротивление трансформатора 0,018 Ом принято чисто индуктивным и взято по приложению П11

Действительный ток самозапуска будет меньше так как не были учтены сопротивления сети 0,4 кВ и питающей сети 6 кВ

Если учесть сопротивление сети 6 кВ и принять его равным 5 Ом, то ток самозапуска будет равен

$$\frac{400}{\sqrt{3} \left(\frac{5 \cdot 0,4^2}{6^2} + 0,018 + 0,063 \right)} = 2240 \text{ А}$$

Сравнительно небольшое уменьшение тока самозапуска вызвано тем, что даже достаточно большое сопротивление сети 6 кВ 5 Ом, пересчитанное на напряжение 0,4 кВ, равно всего 0,0222 Ом. По сравнению с сопротивлением трансформатора и электродвигателей (0,018+0,063=0,081 Ом) эта величина незначительна. В то же время этот пример показывает, что в распределительных сетях выполненных воздушными линиями с достаточно большим сопротивлением, всегда следует проверять влияние этой сети на ток самозапуска так как им определяются ток срабатывания защиты и ее чувствительность. В кабельных сетях крупных городов или промышленных предприятий индуктивное сопротивление кабелей 6—10 кВ очень мало и обычно может не учитываться. Токи кЗ в таких сетях обычно достаточны для обеспечения чувствительности защиты.

Напряжение на шинах 0,4 кВ определится по выражению

$$U_{ш} = \sqrt{3} x_{сз} I_{сз} = \sqrt{3} \cdot 0,063 \cdot 2530 = 275 \text{ В, или}$$

$$\frac{275}{400} = 0,69 \text{ номинального}$$

Такое напряжение обычно достаточно для обеспечения самозапуска самих двигателей, но может оказаться недостаточным для срабатывания магнитных пускателей электродвигателей (в данном примере электродвигателей мощностью 40 и 75 кВт). Хотя схема этих пускателей и обеспечивает подачу на них напряжения при самозапуске, но значение его мало, так как напряжение срабатывания пускателей составляет обычно около 0,7—0,8 номинального, или (0,7—0,8)380=265—305 В, а напряжение на них будет меньше напряжения на шинах 400 В из-за потери напряжения в сети 400 В. В данном примере и подобных следует обратить внимание на значения номинальных напряжений для электродвигателей и пускателей оно равно 380 В, для трансформатора—400 В.

В данном примере не учитывались активные сопротивления. Допустимость этого обосновывается так для большинства электродвигателей во время пуска $\cos \varphi \approx 0,3$, $\sin \varphi \approx 0,95$ и $\frac{x}{r} = \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} =$

$$= \frac{0,95}{0,3} \approx 3. \text{ А это, как указано выше, дает ошибку в расчете тока}$$

самозапуска не более 5%, что вполне допустимо. Для трансформаторов отношение x/r обычно также больше трех, и лишь для линий следует учитывать их активное сопротивление. В этом случае ток самозапуска будет определяться по выражению

$$I_{сз} = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{(x_c + x_T + x_L + x_{сз})^2 + (r_c + r_T + r_L + r_{сз})^2}}. \quad (53)$$

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение П1

Провода медные марки М по ГОСТ 839-74

Номинальное сечение, мм ²	Действительное сечение, мм ²	Расчетный диаметр d_p , мм	Сопротивление постоянному току при +20°С, Ом/км
4	3,94	2,2	4,52
6	5,85	2,7	3,03
10	9,89	3,6	1,79
16	15,9	5,1	1,13
25	24,9	6,4	0,72
35	34,61	7,5	0,515
50	49,4	9,0	0,361
70	67,7	10,7	0,267
95	94,0	12,6	0,191
120	117,0	14,0	0,154
150	148,0	15,8	0,122
175	183,0	17,6	0,099
240	234,0	19,9	0,077

Приложение П2

Провода алюминиевые марок А и АКП по ГОСТ 839-74

Номинальное сечение, мм ²	Действительное сечение, мм ²	Расчетный диаметр d_p , мм	Сопротивление постоянному току при 20°С, Ом/км
16	15,9	5,1	1,8
25	24,9	6,4	1,14
35	34,3	7,5	0,830
50	49,5	9,0	0,576
70	69,2	10,7	0,412
95	92,4	12,3	0,308
120	117,0	14,0	0,246
150	148,0	15,8	0,194
185	183,0	17,5	0,157
240	239	20,0	0,12

Приложение П3

Провода сталеалюминиевые марок АС, АСКС, АСКП, АСК по ГОСТ 839-74

Номинальное сечение, мм ²	Действительное сечение, мм ²		Расчетный диаметр провода d_p , мм	Сопротивление постоянному току при 20°С, Ом/км
	алюминия	стали		
10/1,8	10,6	1,77	4,5	2,695
16/2,7	16,1	2,69	5,6	1,772
25/4,2	24,9	4,15	6,9	1,146
35/6,2	36,9	6,15	8,4	0,773
50/8,0	48,2	8,04	9,6	0,592
70/11	68,0	11,3	11,4	0,420
70/72	68,4	72,2	15,4	0,420
95/16	95,4	15,9	13,5	0,299
95/15	91,7	15,0	13,5	0,314
95/141	91,2	14,1	19,8	0,316
120/19	118	18,8	15,2	0,245
120/27	116	26,6	15,5	0,249
150/19	148	18,8	16,8	0,195
150/24	149	24,2	17,1	0,194
150/34	147	34,3	17,5	0,196
185/24	187	24,2	18,9	0,154
185/29	181	29,0	18,8	0,159
185/128	187	128	23,1	0,155
205/27	205	26,6	19,8	0,14

Приложение П4

Провода стальные однопроволочные марки ПСО

Номинальный диаметр, мм	Сечение, мм ²
3	7,1
3,5	9,6
4	12,6
5	19,6

Приложение П5

Провода стальные многопроволочные марок ПС и ПМС

Номинальное сечение, мм ²	Действительное сечение, мм ²	Расчетный диаметр d_p , мм
25	24,6	5,6
35	37,2	7,8
50	49,8	9,2
70	78,9	11,5
95	94,0	12,6

Приложение П6

Средние значения сопротивлений стальных проводов по [7]

Марка провода	Сопротивление, Ом/км	
	активное	внутреннее индуктивное
ПС-95	1,7	0,2
ПС-70	2,1	0,5
ПС-50	3,4	0,8
ПС-35	4,5	1,2
ПС-25	6,2	1,4*
ПСО-5	11,0	5,6
ПСО-4	13,0	5,6
ПРО-3,5	17,0	5,6

Приложение П7

Сопротивление трехжильных кабелей с поясной изоляцией по [6]

Сечение, мм²	Активное сопротивление при 20°C, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км, при напряжении, кВ			
	алюминия	меди	6 10 20 35			
			6	10	20	35
1,5	20,6	12,3	—	—	—	—
2,5	12,4	7,35	—	—	—	—
4	7,75	4,6	—	—	—	—
6	5,17	3,07	—	—	—	—
10	3,1	1,84	0,11	0,122	—	—
16	1,94	1,15	0,102	0,113	—	—
25	1,24	0,74	0,091	0,099	0,135	—
35	0,89	0,52	0,087	0,095	0,129	—
50	0,62	0,37	0,083	0,09	0,119	—
70	0,443	0,26	0,08	0,086	0,116	0,137
95	0,326	0,194	0,078	0,083	0,11	0,126
120	0,258	0,153	0,076	0,08	0,107	0,120
150	0,206	0,122	0,074	0,079	0,104	0,116
185	0,167	0,099	0,079	0,077	0,101	0,113
240	0,129	0,077	0,071	0,075	—	—
300	0,103	0,061	—	—	—	—

Приложение П8

Активные и индуктивные сопротивления прямоугольных шин, медных и алюминиевых, по [6]

Размер, мм	Активное сопротивление при 65°C, мОм/м		Индуктивное сопротивление, мОм/м, при D _{ср} , мм			
	меди	алюминия	100 150 200 300			
			100	150	200	300
25×3	0,268	0,475	0,179	0,2	0,295	0,244
30×3	0,223	0,394	0,163	0,189	0,206	0,235
30×4	0,167	0,296	0,163	0,189	0,206	0,235
40×4	0,125	0,222	0,145	0,170	0,189	0,214
40×5	0,100	0,177	0,145	0,170	0,189	0,214
50×5	0,08	0,142	0,137	0,1565	0,18	0,200
50×6	0,067	0,118	0,137	0,1565	0,18	0,200
60×6	0,0558	0,099	0,1195	0,145	0,163	0,189
60×8	0,0418	0,074	0,1195	0,145	0,163	0,189
80×8	0,0318	0,055	0,102	0,126	0,145	0,170
80×10	0,025	0,0445	0,102	0,126	0,145	0,170
100×10	0,020	0,0355	0,09	0,1127	0,133	0,157
2(60×8)	0,0209	0,037	0,12	0,145	0,163	0,189
2(80×8)	0,0157	0,0277	—	0,126	0,145	0,170
2(80×10)	0,0125	0,0222	—	0,126	0,145	0,170
2(100×10)	0,01	0,0178	—	—	0,133	0,157

Приложение П9

Средние сопротивления автоматических выключателей и рубильников по [8]

Номинальный ток, А	Сопротивления расцепителей автоматических выключателей при 65°C, мОм		Сопротивления контактов, мОм	
	r	x	автоматических выключателей рубильников	
			автоматических выключателей	рубильников
50	5,5	2,7	1,3	—
70	2,35	1,3	1,0	—
100	1,3	0,85	0,75	0,5
140	0,74	0,55	0,65	—
200	0,36	0,28	0,6	0,4
400	0,15	0,1	0,4	0,4
600	0,12	0,084	0,25	0,15
1000	—	—	—	0,08

Сопrotивления первичных обмоток трансформаторов тока типа ТКФ по [8]

Номинальный ток, А	ТКФ-1		ТКФ-3	
	r, МОм	x, МОм	r, МОм	x, МОм
7,5	300	480	130	120
10	170	270	75	70
15	75	120	33	30
20	42	67	19	17
30	20	30	8,2	8
40	11	17	4,8	4,2
50	7	11	3,0	2,8
75	3	4,8	1,3	1,2
100	1,7	2,7	0,75	0,7
150	0,75	1,2	0,33	0,3
200	0,42	0,67	0,19	0,17
300	0,2	0,3	0,08	0,08
400	0,11	0,17	0,05	0,04
600	0,05	0,07	0,02	0,02

Приложение П11

Сопrotивления трансформаторов по ГОСТ 12022-76, приведенные к вторичному напряжению 400/230 В [5]

Мощность, кВ А	Верхний предел первичного напряжения, кВ	Схема соединения	P _к , Вт	u _к , %	r, Ом	x, Ом	z _т , Ом	z _т ⁽¹⁾ , Ом
25	10	У/У _н	600	4,5	0,1539	0,2436	0,287	3,11
		У/З _н	690	4,7	0,1765	0,243	0,302	0,906
40	10	У/У _н	880	4,5	0,088	0,157	0,18	1,949
		У/З _н	1000	4,7	0,105	0,159	0,1875	0,562
63	10	У/У _н	1280	4,5	0,052	0,102	0,114	1,237
		У/З _н	1470	4,7	0,059	0,105	0,119	0,36
100	20	У/У _н	1280	5,0	0,052	0,1161	0,127	1,136
		У/З _н	1470	5,3	0,059	0,121	0,134	0,407
160	10	У/У _н	1970	4,5	0,0315	0,0647	0,072	0,779
		У/З _н	2270	4,7	0,0357	0,0657	0,075	0,226
250	35	У/У _н	1970	6,5	0,0315	0,099	0,104	0,764
		У/З _н	2270	6,8	0,0362	0,1265	0,109	0,327
350	10	У/У _н	2650	4,5	0,0166	0,0417	0,045	0,487
		У/З _н	3100	4,7	0,0193	0,0422	0,047	0,141
500	35	У/У _н	2650	6,5	0,0166	0,0628	0,065	0,478
		У/З _н	3100	6,8	0,0193	0,0805	0,068	0,203
700	10	У/У _н	3700	4,5	0,0094	0,0272	0,0287	0,312
		У/З _н	4200	4,7	0,0108	0,028	0,03	0,090
1000	35	У/У _н	3700	6,5	0,0094	0,0405	0,046	0,305
		У/З _н	4200	6,8	0,0108	0,052	0,0436	0,130

Мощность, кВ А	Верхний предел первичного напряжения, кВ	Схема соединения	P _к , Вт	u _к , %	r, Ом	x, Ом	z _т , Ом	z _т ⁽¹⁾ , Ом
400	10	У/У _н	5500	4,5	0,0055	0,0171	0,018	0,195
		Д/У _н	5900	4,5	0,0059	0,0212	0,018	0,056
630	35	У/У _н	5500	6,5	0,0055	0,0254	0,026	0,191
		Д/У _н	7600	5,5	0,0031	0,0136	0,014	0,129
1000	10	У/У _н	8500	5,5	0,0034	0,0135	0,014	0,042
		Д/У _н	7600	6,5	0,0031	0,0162	0,0165	0,121
1600	35	У/У _н	12 200	5,5	0,002	0,0085	0,0088	0,081
		Д/У _н	—	—	—	—	—	0,027
2500	10	У/У _н	12 200	6,5	0,002	0,0102	0,0104	0,077
		Д/У _н	—	—	—	—	—	0,032
3500	35	У/У _н	—	—	—	—	—	0,054
		Д/У _н	—	—	—	—	—	0,0165
5000	10	У/У _н	—	—	—	—	—	0,051
		Д/У _н	—	—	—	—	—	0,0195

Примечание. При напряжении 220/127 В значения сопротивлений уменьшаются в 3 раза.

Приложение П12

Полное сопротивление z_т⁽¹⁾ масляных трансформаторов старых типов с первичным напряжением 6—10 кВ с соединением обмоток У/У_н, приведенное к 0,4 кВ по [5]

Тип трансформатора	z _т ⁽¹⁾ , Ом	Тип трансформатора	z _т ⁽¹⁾ , Ом
ТМ-20, ТМА-20	4,14	ТМАФ-400, ТМ-400/10-63	0,195
ТМ-30, ТМА-30	2,7	ТМ-560, ТМА-560, ТАМ-560/10	0,145
ТМ-50, ТМА-50	1,622		
ТМА-60	1,35	ТМ-630	0,117
ТСМА-10	1,297	ТМАФ-630, ТМЗ-650/10А, ТН-630/10-63	0,129
ТМ-100	0,811		
ТСМА-100	0,779	ТМ-750, ТАМ-750/10	0,108
ТСМА-160	0,487		
ТМ-180, ТМА-180	0,451	ТМ-1000, ТМАФ-1000, ТМ-1000/10-63	0,082
ТСМА-250	0,312		
ТМ-320, ТМА-320	0,254	ТАМ-1000/10, ТМ-1000/10А	

Полное сопротивление $z_T^{(1)}$ масляных трансформаторов старых типов с первичным напряжением 35 кВ с соединением обмоток У У_n, приведенное к 0,4 кВ по [5]

Тип трансформатора	$z_T^{(1)}$, Ом
ТСМ-63/35	1,214
ТСМ-100/35	0,762
ТМ-180, ТМА-180	0,425
ТМ-320, ТМА-320	0,239
ТМ-560, ТМА-560	0,137
ТМ-1000, ТМ-1000/35А	0,077

Полное сопротивление $z_T^{(1)}$ сухих трансформаторов с первичным напряжением 6—10 кВ, приведенное к 0,4 кВ по [5]

Тип трансформатора	Схема соединений обмоток	$z_T^{(1)}$, Ом
ТСЗ-160/10-65	Д/У _n	0,165
ТС-180/10, ТС-180/10А	У/У _n	0,451
ТСЗ-250/10-65	Д/У _n	0,106
ТС-320/10, ТС-320/10А	У/У _n	0,254
ТСЗ-400/10-65	Д/У _n	0,066
ТС-550/10, ТС-560/10А	У/У _n	0,145
ТСЗ-630/10-65	Д/У _n	0,042
ТС-750/10, ТС-750/10А	У/У _n	0,08
ТСЗ-1000/10-65	Д/У _n	0,027
ТС-1000/10, ТС-1000/10А } ТНЗ-1000	У/У _n	0,82

Полное сопротивление цепи фаза — нуль четырехпроводной воздушной линии с алюминиевыми проводами по [5]

Фазовый провод	Расстояние фаза — нуль, м	Полное сопротивление, Ом/км, при нулевом проводе						
		А-16	А-25	А-35	А-50	А-70	А-95	А-120
А-16	0,4	4,86	—	—	—	—	—	—
	1	4,87	—	—	—	—	—	—
	2	4,88	—	—	—	—	—	—
А-25	0,4	4,01	3,18	2,76	2,43	—	—	—
	1	4,04	3,21	2,79	2,46	—	—	—
	2	4,05	3,23	2,81	2,49	—	—	—
А-35	0,4	3,59	2,76	2,53	2,01	1,78	—	—
	1	3,62	2,79	2,57	2,05	1,82	—	—
	2	3,63	2,81	2,59	2,08	1,86	—	—

Фазовый провод	Расстояние фаза — нуль, м	Полное сопротивление, Ом/км, при нулевом проводе						
		А-16	А-25	А-35	А-50	А-70	А-95	А-120
А-50	0,4	3,25	2,43	2,01	1,69	1,47	1,35	—
	1	3,28	2,46	2,05	1,73	1,53	1,40	—
	2	3,30	2,49	2,08	1,77	1,58	1,45	—
А-70	0,4	—	2,21	1,78	1,47	1,28	1,15	1,08
	1	—	2,25	1,82	1,53	1,34	1,21	1,14
	2	—	2,28	1,86	1,58	1,39	1,27	1,20
А-95	0,4	—	2,07	1,66	1,35	1,15	1,02	0,95
	1	—	2,11	1,77	1,40	1,21	1,09	1,03
	2	—	2,14	1,75	1,45	1,27	1,15	1,09
А-120	0,4	—	—	1,58	1,27	1,08	0,95	0,85
	1	—	—	1,63	1,33	1,14	1,03	0,93
	2	—	—	1,67	1,38	1,20	1,09	1,0

Полное сопротивление цепи фаза — нуль четырехпроводной воздушной линии со стальными однопроволочными проводами по [5]

Расчетный ток, А	Полное сопротивление z_{Π} , Ом/км, для проводов		
	фазных ПСО-4		фазных ПСО-5
	нулевого ПСО-4	нулевого ПСО-5	нулевого ПСО-5
30	40,86	38,13	35,42
40	38,17	35,71	33,26
50	37,03	34,18	31,34
100	36,3	32,24	28,02
150	36,06	31,61	27,64
200	35,94	31,26	26,56
300	—	30,78	25,61

Примечание. Сопротивления определены для расстояния фаза — нуль 0,4 м; при увеличении расстояния до 1 м прибавляется 0,04 Ом/км на каждые 0,2 м расстояния.

Полное сопротивление цепи фаза — нуль четырехпроводной воздушной линии со стальными многопроволочными проводами по [5]

		Полное сопротивление z_{Γ} , Ом/км, для проводов																						
Ток, А	фазных	ПС 25 ПМС 25		ПС 35 ПМС 35		ПС 50 ПМС 50		ПС 70 ПМС 70		ПС 95 ПМС 95														
		нулевых																						
		ПС 25 ПМС 25	ПС 25 ПМС 25	ПС 35 ПМС 35	ПС 35 ПМС 35	ПС 50 ПМС 50	ПС 50 ПМС 50	ПС 70 ПМС 70	ПС 70 ПМС 70	ПС 95 ПМС 95	ПС 95 ПМС 95													
60		17,38	15,82	14,25	13,08	—	9,64	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—			
90		16,52	14,96	13,41	12,57	—	9,41	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
120		15,75	14,22	12,69	12,13	—	9,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
150		15,15	13,68	12,21	11,65	—	8,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
200		13,28	11,98	11,65	10,82	—	7,55	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
300		12,02	10,83	9,64	9,78	—	7,11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
400		—	10,47	9,33	9,36	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
600		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Сопротивления вычислены для расстояния фаза — нуль 0,4 м. При увеличении расстояния до 1 м прибавляется 0,01 Ом/км на каждые 0,2 м расстояния.

Полное сопротивление цепи фаза — нуль алюминиевого четырехжильного кабеля без металлической оболочки и четырехпроводной линии с алюминиевыми проводами, расположенными пучком по [5]

Сечение фазного провода, мм²	Полное сопротивление z_{Γ} для сечения нулевого провода, мм²										
	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120
2,5	29,64	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	24,08	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6	—	18,52	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	—	15,43	12,34	—	—	—	—	—	—	—	—
16	—	—	9,88	7,41	—	—	—	—	—	—	—
25	—	—	5,92	4,43	3,7	—	—	—	—	—	—
35	—	—	5,19	3,7	2,96	2,54	—	—	—	—	—
50	—	—	4,77	3,35	2,54	2,12	1,8	—	—	—	—
70	—	—	—	—	3,06	2,22	1,8	1,48	1,27	—	—
95	—	—	—	—	—	2,02	1,59	1,27	1,06	0,92	—
120	—	—	—	—	—	—	1,45	1,13	0,92	0,78	—
150	—	—	—	—	—	—	1,37	1,05	0,84	0,7	0,62
185	—	—	—	—	—	—	—	0,99	0,82	0,67	0,51
240	—	—	—	—	—	—	—	0,95	0,83	0,59	0,52

- Примечания
- Сопротивления вычислены для температуры 65°C для проводов и кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией. Для кабелей с бумажной изоляцией без учета металлических оболочек данные таблицы необходимо умножить на 1,05 (поправка на температуру 80°C).
 - Для проводов и кабелей с медными жилами данные таблицы необходимо умножить на 0,586.
 - Для гибких кабелей марки ГТШ с общей сплеткой из медной проволоки следует считать ее четвертой жилой с сечением по меди 4 мм² при сечении фазы 6 мм², 6 мм² при сечении фазы 10 и 16 мм², 10 мм² при сечении жилы 25—70 мм².
 - Для кабелей марки ГРШЭ, имеющих на каждой фазной жиле медную заземляющую сплетку, следует принимать их суммарное сечение в качестве четвертой жилы сечением по меди 16 мм² при сечении фазы 10—25 мм² и 25 мм² при сечении фазы 35—70 мм².

Полное сопротивление цепи фаза — алюминиевая оболочка трехжильных кабелей с бумажной изоляцией по [5]

Число и сечение жил, мм²	Полное сопротивление z_{Γ} , Ом/км, для кабелей			
	медных АГ, АБ	алюминиевых ААГ, ААБ	медных АШв	алюминиевых ААШв
3×6	5,02	7,71	4,98	7,67
3×10	3,33	4,95	3,31	4,92
3×16	2,35	3,36	2,31	3,33
3×25	1,81	2,46	1,79	2,44
3×35	1,39	1,85	1,37	1,83
3×50	1,09	1,42	1,07	1,40
3×70	0,84	1,07	0,83	1,06
3×95	0,67	0,84	0,66	0,83
3×120	0,57	0,71	0,56	0,70
3×150	0,42	0,53	0,44	0,54
3×185	0,36	0,45	0,36	0,45
3×240	0,31	0,37	0,29	0,36

Приложение П20

Полное сопротивление цепи фаза — нуль с учетом алюминиевой оболочки четырехжильных кабелей с бумажной изоляцией по [5], Ом/км

Число и сечение жил, мм ²	Полное сопротивление z_{Σ} , Ом/км, для кабелей	
	медных АГ, АБ	алю минневек ААГ, ААБ
3×6+1×4	4,74	7,49
3×10+1×6	3,06	4,73
3×16+1×10	2,01	3,08
3×25+1×16	1,38	2,10
3×35+1×16	1,06	1,57
3×50+1×25	0,78	1,16
3×70+1×25	0,61	0,87
3×95+1×25	0,48	0,69
3×12+1×35	0,41	0,58
3×150+1×50	0,31	0,45
3×185+1×50	0,27	0,37

Приложение П21

Сочетания стальных полос и трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами, обеспечивающие проводимость полосы около 50% проходимости фазной жилы

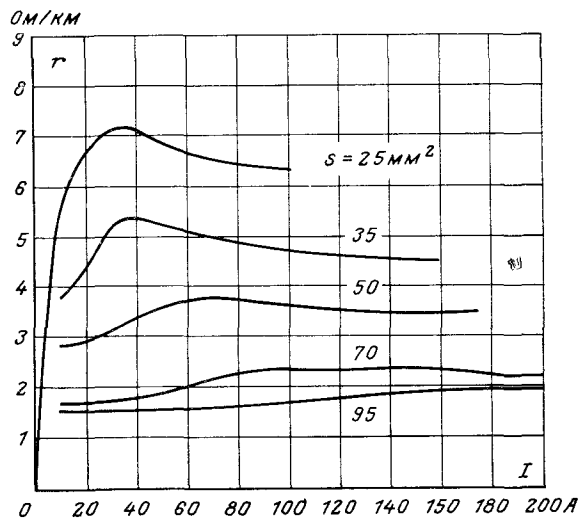
Сечение фазы, мм ²	Размер полосы (ширина × толщина), мм, при токах однофазного к. з., А							
	100	200	300	400	600	800	1500	3000
6	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	—	—	—
10	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	—	—	—
16	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	—	—
25	40×4	40×4	40×4	40×4	40×4	40×4	25×3	—
35	60×4	40×4	40×4	40×4	40×4	40×4	40×4	40×4
50	80×4	80×4	60×4	60×4	60×4	60×4	40×4	60×4
70	—	—	—	80×4	60×4	60×4	60×4	80×4
95	—	—	—	—	80×4	80×4	80×4	80×4
120	—	—	—	—	80×4	80×4	80×4	80×4
150	—	—	—	—	—	80×4	80×4	80×4
185	—	—	—	—	—	80×4	80×4	80×4
240	—	—	—	—	—	80×4	80×4	80×4

Приложение П22

Полное сопротивление цепи фаза трехжильного алюминиевого кабеля с резиновой или пластмассовой изоляцией — стальная полоса по [5]

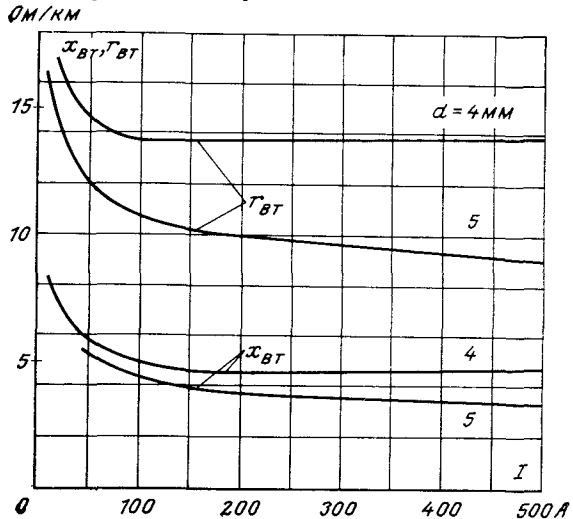
Сечение кабеля, мм ²	Расстояние между полосой и кабелем, м	Полное сопротивление цепи z_{Σ} , Ом/км, при токах											
		25×3			40×4			60×4			80×4		
		100	200	300	400	600	300	400	600	300	400	600	3000
3×6	0,2	11,22	10,17	10,13	—	8,34	8,76	8,33	8,03	9,06	7,66	—	—
3×10	0,8	8,71	7,64	7,70	6,80	5,80	6,24	5,87	5,49	5,08	7,69	—	—
3×16	0,8	7,35	6,27	6,34	5,43	4,41	4,86	4,54	4,16	3,64	5,12	—	—
3×25	0,8	7,43	6,34	6,41	5,48	4,47	4,92	4,60	4,22	3,70	5,19	—	—
3×35	0,2	6,50	5,47	5,55	4,62	3,59	4,04	3,72	3,35	2,83	4,18	3,45	—
3×50	0,8	6,16	5,07	5,15	4,22	3,18	3,64	3,32	2,95	2,43	3,69	3,50	—
3×70	0,8	5,87	4,78	4,86	3,92	2,89	3,34	3,02	2,65	2,13	3,29	3,10	—
3×95	0,2	5,96	4,87	4,95	4,04	2,99	3,44	3,12	2,75	2,23	2,96	2,78	—
3×120	0,8	5,67	4,58	4,66	3,73	2,69	3,15	2,83	2,46	1,94	2,58	2,40	—
3×150	0,2	5,77	4,68	4,76	3,82	2,79	3,24	2,92	2,55	2,04	2,39	2,21	—
3×185	0,8	5,55	4,46	4,54	3,61	2,57	3,02	2,70	2,33	1,81	2,27	2,09	—
3×240	0,2	5,64	4,55	4,63	3,69	2,65	3,11	2,79	2,42	1,90	2,36	2,18	—
	0,8	5,47	4,38	4,46	3,53	2,49	2,94	2,62	2,25	1,74	2,19	1,99	—
	0,2	5,57	4,48	4,56	3,62	2,58	3,04	2,72	2,35	1,84	2,30	2,12	—
	0,8	5,41	4,32	4,40	3,47	2,43	2,88	2,56	2,19	1,68	2,13	1,94	—
	0,2	5,51	4,42	4,50	3,57	2,53	3,00	2,68	2,31	1,79	2,23	2,05	—
	0,8	5,36	4,28	4,36	3,42	2,39	2,84	2,52	2,15	1,64	2,09	1,86	—
	0,2	5,46	4,38	4,46	3,52	2,45	2,91	2,59	2,22	1,71	2,17	1,99	—
	0,8	5,32	4,23	4,31	3,38	2,35	2,80	2,48	2,11	1,60	2,04	1,86	—
	0,2	5,42	4,33	4,41	3,48	2,45	2,91	2,59	2,22	1,71	2,15	1,97	—

Активное сопротивление стальных многопроволочных проводов в зависимости от тока



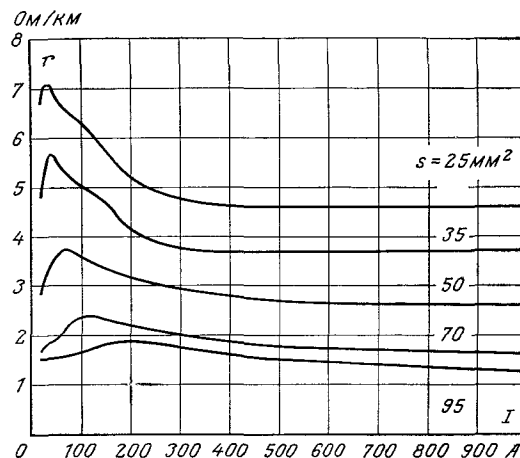
Примечание Цифры у кривых обозначают сечение проводов (мм²)
Приложение П24

Активное r_{BT} и внутреннее индуктивное x_{BT} сопротивления стальных однопроволочных проводов в зависимости от тока по [5]



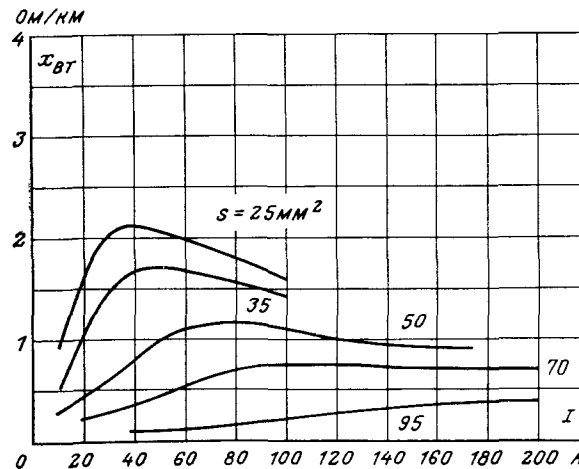
Примечание. Цифры у кривых обозначают диаметр проводов (мм²).

Активное сопротивление r стальных многопроволочных проводов в зависимости от тока по [5]

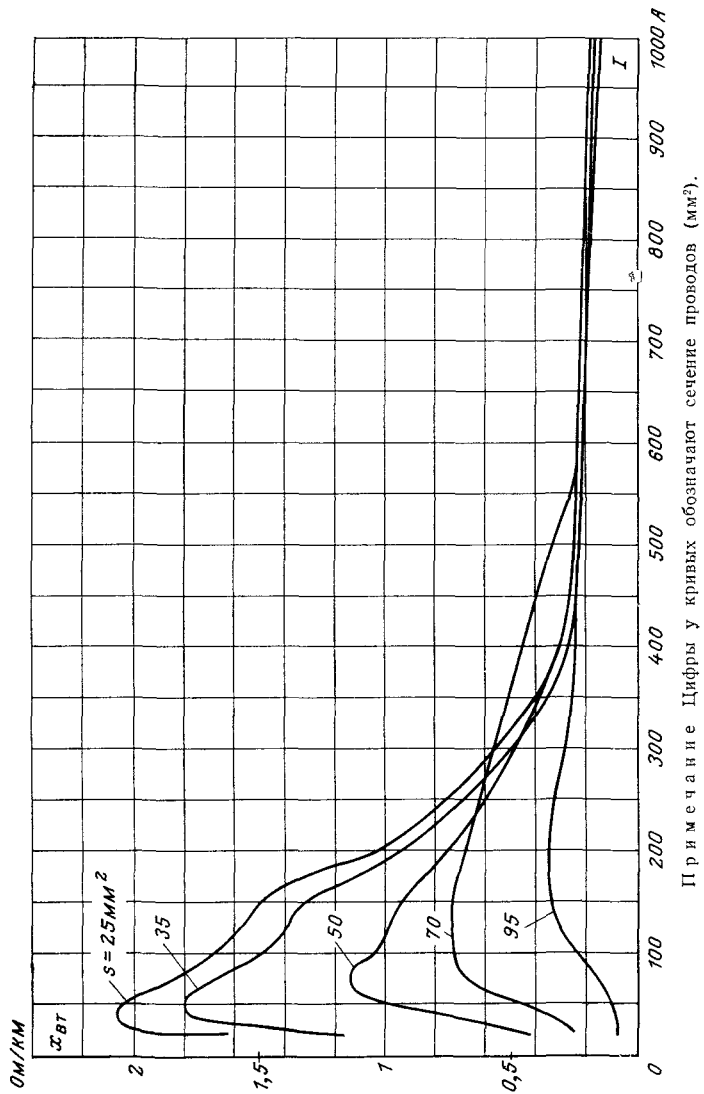


Примечание Цифры у кривых обозначают сечение проводов (мм²).
Приложение П26

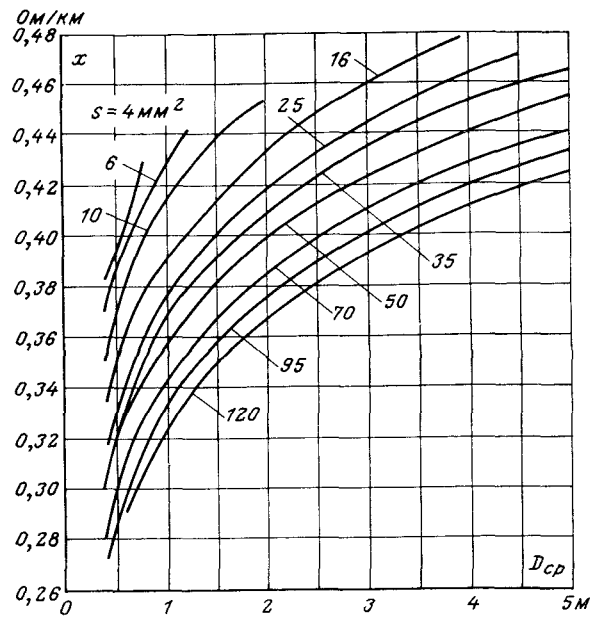
Внутреннее индуктивное сопротивление x_{BT} стальных многопроволочных проводов в зависимости от тока по ГОСТ 5800-51



Примечание Цифры у кривых обозначают сечение проводов (мм²).

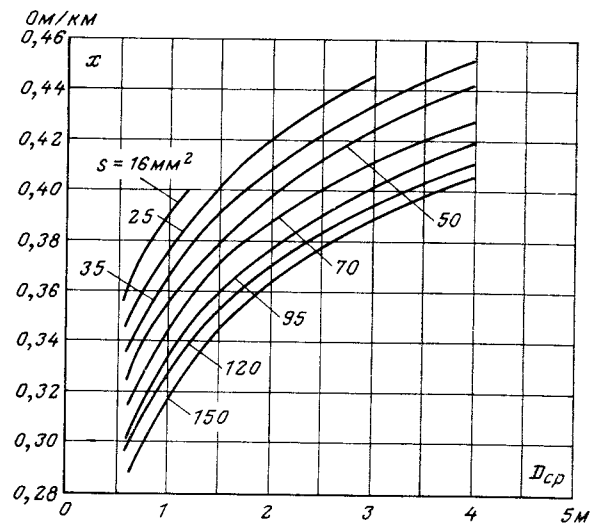


Индуктивное сопротивление x линий с медными проводами по [6]



Примечание. Цифры у кривых обозначают сечение проводов (мм²).

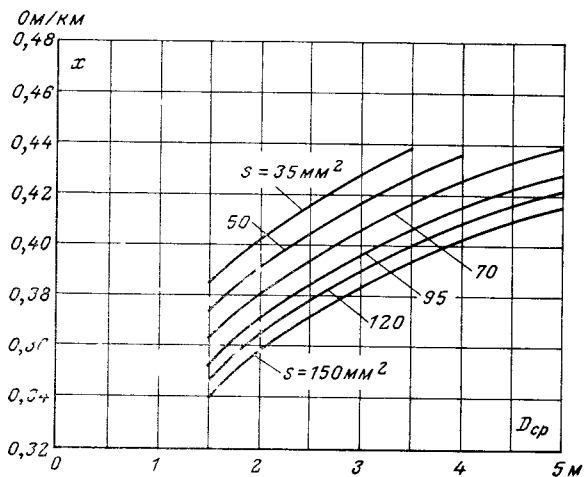
Индуктивное сопротивление линий с алюминиевыми проводами по [6]



Примечание Цифры у кривых обозначают сечение проводов (мм²)

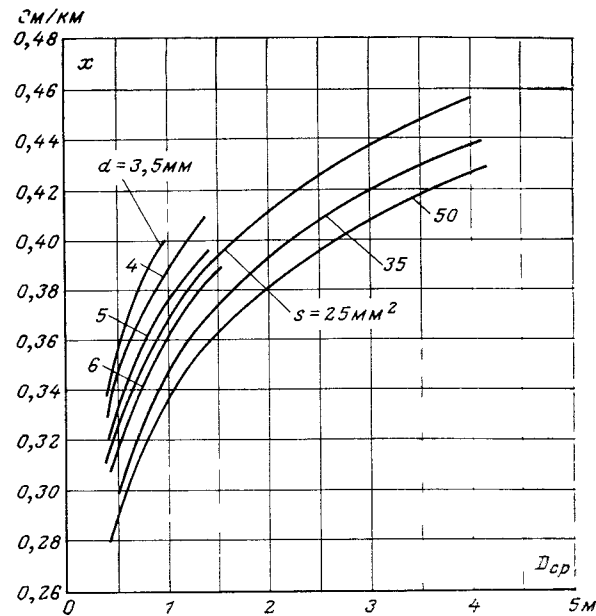
Приложение П30

Индуктивное сопротивление линий со сталеалюминиевыми проводами по [6]



Примечание Цифры у кривых обозначают сечение проводов (мм²).

Индуктивное сопротивление линий со стальными проводами по [6]



Примечание Цифры у кривых обозначают сечение проводов s (мм²) и диаметр a (мм)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Правила устройств электроустановок — М. Энергия, 1965 — 464 с
- 2 Сборник директивных материалов Электрическая часть — М. Энергия, 1971 — 465 с В надзаг Министерство энергетики и электрификации СССР. Главное техническое управление по эксплуатации энергосистем
- 3 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей — М. Энергия, 1977 — 464 с
- 4 Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах М. Энергия, 1964 — 704 с
- 5 Спеваков П. И. Проверка на автоматическое отключение линий в сетях до 1000 В — М. Энергия, 1971 — 88 с
- 6 Электротехнический справочник Под ред П. Г. Грудинского, Е. Н. Петрова, М. М. Соколова, А. М. Федосеева, М. Г. Чиликина, И. В. Антика т. I, кн. I — М. Энергия, 1971 — 528 с
- 7 Шабад М. А. Особенности расчетов и выполнения максимальных токовых защит в распределительных сетях 10, 35 и 110 кВ сельскохозяйственных районов — М. Энергия, 1969 — 65 с
- 8 Справочник по релейной защите Под ред М. А. Берковича М. Госэнергоиздат, 1963 — 512 с

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
1 Особенности расчетов токов короткого замыкания в распределительных сетях	4
2 Приведение к расчетному напряжению	10
3 Расчетные условия	15
4 Определение сопротивлений элементов сети	17
5 Нагрев проводов током короткого замыкания	35
6 Влияние нагрузки на ток короткого замыкания	40
7 Двустороннее питание места короткого замыкания	44
8 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	54
9 Несимметричные короткие замыкания за трансформаторами	61
10 Самозапуск электродвигателей	64
Приложения	68
Список литературы	86

МИХАИЛ ЛЬВОВИЧ ГОЛУБЕВ

**Расчет токов короткого замыкания
в электросетях 0,4—35 кВ**

Редактор В. А. Семенов

Редактор издательства И. П. Березина

Обложка художника Т. Н. Хромовой

Технический редактор Н. Н. Хотулева

Корректор Т. В. Воробьева

ИБ № 994

Сдано в набор 25.02.80 Подписано в печать 29.04.80 Т-09504 Формат 84×108¹/₃₂
Бумага типографская № 2 Гарн. шрифта литературная Печать высокая
Усл. печ. л. 4,62 Уч. изд. л. 4,00 Тираж 40000 экз. Заказ 568. Цена 20 к.
Издательство «Энергия», 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10
Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном
комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной
торговли, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10