

УЧЕБНОЕ
ПОСОБИЕ

©.И. Макаренко

ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ



ОСНОВНЫЕ РАСЧЕТЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ



Учебное пособие

Составил: С.И.Макаренко

Харьков
2016

УДК 658.26 (075.8)
ББК 31.28

Макаренко С.И.

Основные расчеты в системах электроснабжения: учебное пособие.
/ Составитель С.И. Макаренко/. – Харьков: Стройиндустрия, 2016.
- 71 с.

В пособии приведены основные расчеты в системах электроснабжения: электрических нагрузок, числа и мощности силовых трансформаторов трансформаторных подстанций, выбора сечений кабелей и проводников в сетях электроснабжения и проверка электрических сетей по допустимой потере напряжения, выбор электрических аппаратов и видов защит в электроустановках, а также рассмотрены основы и расчет релейной защиты.

Пособие предназначено специалистам занятым в области проектирования и обслуживания электроустановок и систем электроснабжения, а также может быть полезно студентам электротехнических специальностей вузов.

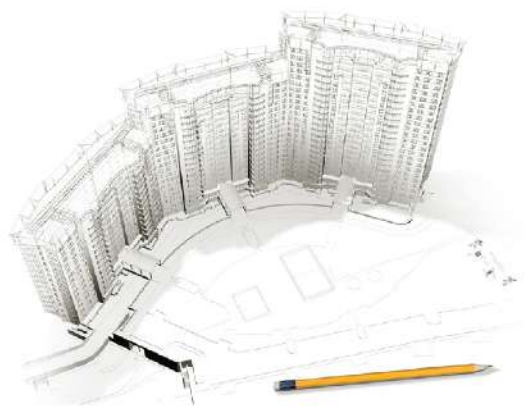
УДК 658.26 (075.8)
ББК 31.28

© Харьков, Стройиндустрия, 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
РАЗДЕЛ 1.	
1. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	6
1.1. Общие положения.....	6
1.2. Выбор типа трансформаторов	6
1.3. Выбор числа трансформаторов.....	7
1.4. Выбор мощности силовых трансформаторов.....	11
1.5. Выбор номинальной мощности трансформатора с учётом перегрузочной способности.....	12
1.6. Определение мощности потерь и энергии в силовых трансформаторах.....	14
1.7. Общие выводы по выбору числа и мощности силовых трансформаторов для систем электроснабжения.....	16
РАЗДЕЛ 2.	
2. Расчёт токов короткого замыкания	17
2.1. Общие сведения о коротких замыканиях.....	17
2.2. Определение расчётных параметров элементов сети.....	22
2.2.1. Система относительных единиц.....	22
2.2.2. Система именованных единиц.....	23
2.3. Расчётная схема и схема замещения.....	26
2.4. Определение трёхфазного тока КЗ в сетях выше 1кВ.....	27
2.5. Определение токов КЗ от электрических машин напряжением выше 1кВ.....	28
2.6. Расчёт токов КЗ в электрических сетях до 1кВ.....	28
2.7. Влияние асинхронных двигателей на подпитку места КЗ до 1кВ.....	29
2.8. Расчёт несимметричных видов коротких замыканий.....	30
2.9. Расчёт токов КЗ в сетях постоянного тока.....	33
РАЗДЕЛ 3.	
3. Выбор сечений проводов и кабелей	34
3.1. Общие положения.....	34
3.2. Выбор стандартного сечения проводника.....	35
3.3. Выбор сечений жил проводников по нагреву расчётным током.....	36
3.4. Выбор сечения по нагреву током короткого замыкания.....	37
3.5. Выбор сечений проводников по потере напряжения.....	37
3.6. Выбор проводников электрической сети по экономической целесообразности.....	39
РАЗДЕЛ 4.	
4. Выбор электрических аппаратов	40
4.1. Электродинамическое и термическое действие токов КЗ.....	40
4.2. Общие положения по выбору электрических аппаратов и пара- метров токоведущих устройств.....	40

4.2.1.	Выбор электрических устройств по длительному режиму работы.....	40
4.2.2.	Выбор электрических устройств по току КЗ.....	41
4.3.	Выбор и проверка элементов системы электроснабжения выше 1кВ.....	41
РАЗДЕЛ 5.		
5.	Защита элементов системы электроснабжения.....	44
5.1.	Выбор предохранителей.....	44
5.2.	Выбор автоматических выключателей.....	48
6.	РАЗДЕЛ 6.	
	Основы релейной защиты.....	51
6.1.	Требования к релейной защите, основные понятия и Определения.....	51
6.2.	Классификация РЗ.....	53
6.3	Максимальные токовые защиты.....	56
6.3.1	Расчёт параметров МТЗ.....	57
6.3.2.	Схемы МТЗ.....	58
6.4.	Токовые отсечки.....	61
6.4.1.	Токовая отсечка мгновенного действия.....	61
6.4.2.	Защита линий 6-35 кВ с помощью трёхступенчатой токовой защиты.....	63
6.5.	Дифференциальные защиты.....	65
6.5.1.	Продольная дифференциальная защита.....	65
6.5.2.	Токовая погрешность трансформаторов тока (ТА).....	66
6.5.3.	Поперечная дифференциальная защита.....	68
	Список литературы.....	71



ВВЕДЕНИЕ.

Общая задача, возникающая при проектировании систем передачи и распределения электроэнергии, заключается в выборе наиболее рациональных технических решений с наилучшими параметрами. При этом приходится решать следующие наиболее характерные задачи:

- выбор конфигурации электрической сети и ее конструктивного исполнения (воздушная, кабельная и т.д.);
- выбор количества линий и числа трансформаторов подстанций;
- выбор номинального напряжения линий;
- выбор материала и площади сечений проводов линий;
- выбор схем подстанций;
- обоснование технических средств обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей;
- выбор технических средств обеспечения требуемого качества напряжения;
- обоснование средств повышения экономичности функционирования электрической сети;
- выбор и расчет релейной защиты систем электроснабжения.
- выбор средств повышения пропускной способности сети.

При комплексном решении этих вопросов в процессе проектирования необходимо решить ряд задач по расчету и выбору составляющих системы электроснабжения.

В учебном пособии приведены основные расчеты в системах электроснабжения: электрических нагрузок, числа и мощности силовых трансформаторов трансформаторных подстанций, выбора сечений кабелей и проводников в сетях электроснабжения и проверка электрических сетей по допустимой потере напряжения, выбор электрических аппаратов и видов защит в электроустановках, а также рассмотрены основы и расчет релейной защиты.

Пособие предназначено специалистам занятым в области проектирования и обслуживания электроустановок и систем электроснабжения, а также может быть полезно студентам электро-технических специальностей вузов.

РАЗДЕЛ 1.

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

1.1 Общие положения.

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для главных понизительных (ГПП) и цеховых трансформаторных (ЦТП) подстанций промышленных предприятий должен быть правильным, технически и экономически обоснованным, так как он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения.

При выборе числа и мощности силовых трансформаторов важными критериями являются надёжность электроснабжения, расход цветного металла и потребная трансформаторная мощность. Оптимальный вариант выбирается на основе сравнения капиталовложений и годовых эксплуатационных расходов, определяемых по выражению:

$$Z = k_{н,э} \cdot K + C_э; \quad (1.1)$$

где Z - затраты;

$k_{н,э}$ - нормативный коэффициент экономической эффективности;

K - капитальные вложения;

$C_э$ - эксплуатационные расходы.

Рассмотрим некоторые рекомендации общего характера по выбору силовых трансформаторов и сопутствующего им коммутационного оборудования.

Для удобства эксплуатации систем электроснабжения следует стремиться выбирать не более двух-трёх стандартных мощностей основных трансформаторов (не считая вспомогательных). Это ведёт к сокращению складского резерва и облегчает замену повреждённых трансформаторов. Желательна установка трансформаторов одинаковой мощности, однако такое решение не всегда выполнимо.

В целях удешевления ГПП напряжением 35-220 кВ рекомендуется применять схемы без установки выключателей на стороне высшего напряжения. У цеховых трансформаторов не следует использовать распределительное устройство на стороне высшего напряжения, а применять непосредственное (глухое) присоединение питающей кабельной линии к трансформатору при радиальных схемах питания трансформатора или присоединение через разъединитель или выключатель нагрузки при магистральных схемах питания. При магистральной схеме питания трансформатора мощностью 1000 кВА и выше вместо разъединителя необходимо устанавливать выключатель нагрузки, так как при напряжении 6-20 кВ разъединителем можно отключать холостой ход трансформатора мощностью не более 630 кВА.

При проектировании схем внутривзводского питания желательно использовать комплектные трансформаторные подстанции (КТП), т.к. их блочно-модульное исполнение обеспечивает наиболее дешёвый и быстрый способ монтажа (5 - 10 дней).

Предпочтение КТП для внутренней установки следует отдавать только при наличии вредных агрессивных факторов.

1.2. Выбор типа трансформаторов

Выбор типа трансформаторов производится с учётом условий их установки, эксплуатации, температуры окружающей среды и т.п. В основном на промышленных предприятиях используют масляные двухобмоточные трансформаторы серий ТД*, ТМ*. Трёхобмоточные трансформаторы применяют на ГПП при наличии на предприятии удалённых потребителей средней мощности. Трансформаторы с расщеплёнными обмотками (серия ТР*) применяют при необходимости снижения тока КЗ и выделения питания ударных нагрузок (например, прокатные станы металлургических предприятий).

Трансформаторы ГПП напряжением 35-220 кВ изготавливают только с масляным охлаждением (обычно устанавливают на открытом воздухе). Для цеховых ТП (с высшим напряжением 6-20 кВ) применяют масляные трансформаторы типов ТМ, ТМН (для наружной установки), ТМЗ (для установки в помещениях). Сухие трансформаторы типа ТСЗ (для установки внутри административных и общественных зданий) и ТНЗ (совтоловые трансформаторы предназначены для установки внутри цехов, где недопустима открытая установка масляных трансформаторов; являются неразборными и техническое обслуживание производится на заводах изготовителях).

Буквенное обозначение трансформатора содержит следующие данные в указанном порядке: число фаз – для однофазных О; для трёхфазных Т; вид охлаждения (см. табл. 1), число обмоток (для обозначения трёхобмоточного трансформатора применяют букву Т), выполнение одной обмотки с устройством РПН обозначают дополнительной буквой Н. Для обозначения автотрансформатора впереди добавляют букву А.

Таблица 1. Классификация видов охлаждения трансформаторов.

Вид охлаждения	Условное обозначение	Вид охлаждения	Условное обозначение
Масляные трансформаторы		Сухие трансформаторы	
Естественная циркуляция воздуха и масла	М	Естественное воздушное при открытом исполнении	С
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д	Естественное воздушное при защищенном исполнении	СЗ
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла	МЦ	Естественное воздушное при герметичном исполнении	СГ
Принудительная циркуляция воздуха и масла	ДЦ	Воздушное с дутьём	СД
Принудительная циркуляция воды и естественная циркуляция масла	МВ	Трансформаторы с негорючим диэлектриком жидким	
Принудительная циркуляция воды и масла	Ц	Естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком	Н
		Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьём	НД

Трансформатор с естественным масляным охлаждением и азотной защитой (без расширителя) обозначают буквой З после вида охлаждения (например, ТМЗ).

Пример условного обозначения трансформатора: ТРДН-25000/110 – трёхфазный двухобмоточный с расщеплённой обмоткой, масляным охлаждением, с дутьём и естественной циркуляцией масла, с РПН, 25000 кВА, 110 кВ.

1.3. Выбор числа трансформаторов

Число трансформаторов на ГПП и ЦТП определяется требованиями надёжности электроснабжения. Надёжность электроснабжения потребителей I-ой категории обеспечивается за счёт наличия двух независимых источников питания, при этом необходимо осуществлять резервирование питания и иметь на одном вводе минимум один трансформатор (желательно два, т.к. при этом не производят отключения II-ой категории потребителей, если возможна замена вышедшего из строя трансформатора в течение нескольких часов).

При проектировании цеховых трансформаторных подстанций желательно использовать КТП. Правильное определение мощности КТП и их числа производят на основании технико-

экономических расчётов (ТЭР) с учётом компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1 кВ. Выбор количества трансформаторов определяют из диапазона:

$$N_{\min} = \frac{P_{\max}}{k_{з,мп} \cdot S_{н,мп}}; \quad N_{\max} = \frac{S_{\max}}{k_{з,мп} \cdot S_{н,мп}}, \quad (1.2)$$

где N_{\min} - минимальное число цеховых трансформаторов (при полной компенсации реактивных нагрузок); N_{\max} - максимальное число цеховых трансформаторов (при отсутствии компенсирующих устройств); P_{\max} , S_{\max} - расчётная нагрузка цеха; $k_{з,мп}$ - средний коэффициент загрузки для всех ТП; $S_{н,мп}$ - номинальная мощность цехового трансформатора.

На рис. 1 приведена схема электроснабжения с установкой одного и двух трансформаторов, а на рис. 2 даны схемы их замещения. В схеме на рис. 2 изображены элементы цепи (с одним и двумя трансформаторами), соединенные последовательно: шинный разъединитель, выключатель на стороне высшего напряжения, трансформатор, выключатель на стороне низшего напряжения или автоматический выключатель и разъединитель или штепсельный разъём на стороне низшего напряжения.

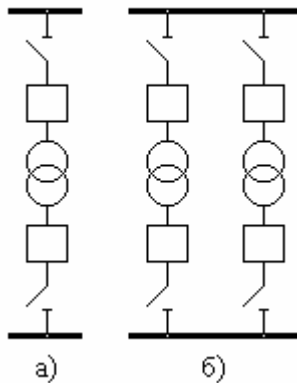


Рис. 1. Схема электроснабжения: а) с одним трансформатором; б) с двумя трансформаторами.

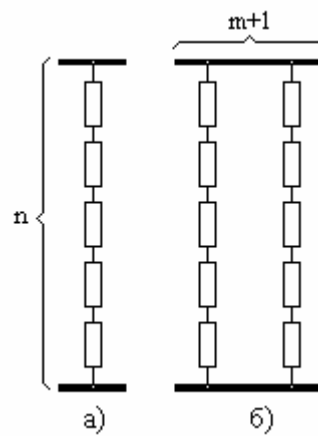


Рис. 2. Схема замещения для расчёта схемы электроснабжения: а) с одним трансформатором; б) с двумя трансформаторами.

Задача заключается в том, чтобы из двух намеченных вариантов схем (рис. 1, а и б) выбрать одну с лучшими технико-экономическими показателями. Оптимальный вариант схемы выбирается на основе сравнения приведенных годовых затрат по каждому варианту:

$$Z_i = C_{э,i} + k_{н,э} \cdot K_i + Y_i \quad (1.3)$$

где $C_{э,i}$ - эксплуатационные расходы i -го варианта; K_i - капитальные затраты i -го варианта; Y_i - убытки потребителя электроэнергии от перерывов электроснабжения.

По схеме на рис. 1, а наступает полный перерыв питания, а по схеме на рис. 1, б оставшийся в работе трансформатор с перегрузкой обеспечивает питание всех потребителей. Для схемы на рис. 1, а питание со стороны низшего напряжения трансформатора по резервной кабельной линии от соседней трансформаторной подстанции осуществлять нецелесообразно, так как такая схема аналогична схеме подстанции с двумя трансформаторами, но имеет худшие показатели за счёт длинной кабельной линии между системами шин двух удалённых друг от друга подстанций.

Объективная оценка при выборе числа трансформаторов должна быть произведена с учётом фактора надёжности.

Под надёжностью системы электроснабжения понимается свойство объекта выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования.

Показатели надёжности - это количественные характеристики одного или нескольких свойств, составляющих надёжность. Одним из основных показателей надёжности является ве-

роятность безотказной работы $p(t)$. Это вероятность того, что в пределах заданного времени отказа не возникнет.

Формула вероятности безотказной работы системы с нагруженным резервом:

$$P_{об.}(t) = 1 - \{1 - p^n(t)\}^{m+1} \quad (1.4)$$

где n – количество элементов в цепи; m – количество резервных цепей.

При решении практических задач, задаваясь значениями $p(t)$ и $P(t)$, получают количество резервных цепей.

С помощью (6.4) можно получить выражение, при известной вероятности безотказной работы каждого элемента цепи ($p(t)$), для практических расчётов определения требуемого количества резервных цепей:

$$m + 1 \geq \frac{\ln\{1 - P_{об.}(t)\}}{\ln\{1 - p^n(t)\}}, \quad \text{так как } \ln\{1 - p^n(t)\} < 0 \quad (1.5)$$

Надёжность системы с точки зрения продолжительности работы до отказа оценивается наработкой на отказ или средним временем безотказной работы.

Связь между вероятностью безотказной работы и наработкой на отказ выражается уравнением:

$$T_{o,cp.} = \int_0^{\infty} p(t) \cdot dt = M[T_o]. \quad (1.6)$$

$T_{o,cp.}$ равно площади, ограниченной функцией вероятности безотказной работы $p(t)$ и координатными осями, или математическому ожиданию времени безотказной работы T_o (по оси абсцисс).

Принимая допущение, что интенсивность отказов элементов постоянна во времени, можно использовать показательный (экспоненциальный) закон распределения вероятности безотказной работы:

$$p(t) = e^{-\lambda_0 t}, \quad (1.7)$$

где λ_0 - интенсивность отказов цепи; t – заданное время.

Период работы, для которого справедлива данная формула, называют периодом нормальной эксплуатации устройства.

Вероятность безотказной работы системы в течение заданного времени t не зависит от того, сколько времени система проработала до этого.

В общем случае время безотказной работы запишется в виде выражения:

$$T_{cp.} = \int_0^{\infty} [1 - (1 - e^{-\lambda t_n})^{m+1}] \cdot dt. \quad (1.8)$$

Несколько преобразовав выражение (6), с помощью ввода дополнительной переменной, уравнение безотказного времени работы системы можно записать в более удобном для расчётов виде:

$$T_{cp.} = \frac{1}{\lambda \cdot n} \cdot \left(1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{m+1}\right). \quad (1.9)$$

Интенсивность отказов в работе берётся из справочной литературы по расчёту надёжности.

Зависимость вероятности безотказной работы резервируемой системы от среднего времени безотказной работы исходной системы электроснабжения, получается на основании вышеприведённых выражений ((6.6) - (6.8)):

$$p(t) = e^{-\frac{t}{T_{cp.}}}. \quad (1.10)$$

Сооружение однострансформаторных подстанций не всегда обеспечивает наименьшие затраты. Если же по условиям резервирования питания потребителей необходима установка более одного трансформатора, то нужно стремиться к тому, чтобы их было не более 2.

При использовании двухтрансформаторных подстанций, выход из строя одного из трансформаторов, обеспечивается 100%-ная надёжность питания в течение времени, необходимого для ремонта поврежденного трансформатора или его замены.

Выбор числа трансформаторов связан также с режимом работы подстанции. График нагрузки может быть таким, при котором по экономическим соображениям необходимо установить не один, а два трансформатора. Это имеет место, как правило, при низком коэффициенте заполнения графика нагрузки (0,5 и ниже). В этом случае необходима установка отключающих аппаратов для оперативных действий (производящихся дежурным персоналом или происходящих автоматически) с силовыми трансформаторами при соблюдении экономически целесообразного режима их работы.

С учётом вышесказанного использование двухтрансформаторных подстанций экономически более целесообразно, чем подстанций с одним или большим числом трансформаторов. Схемы электрических соединений на стороне высшего напряжения подстанций представлены на рис. 3.

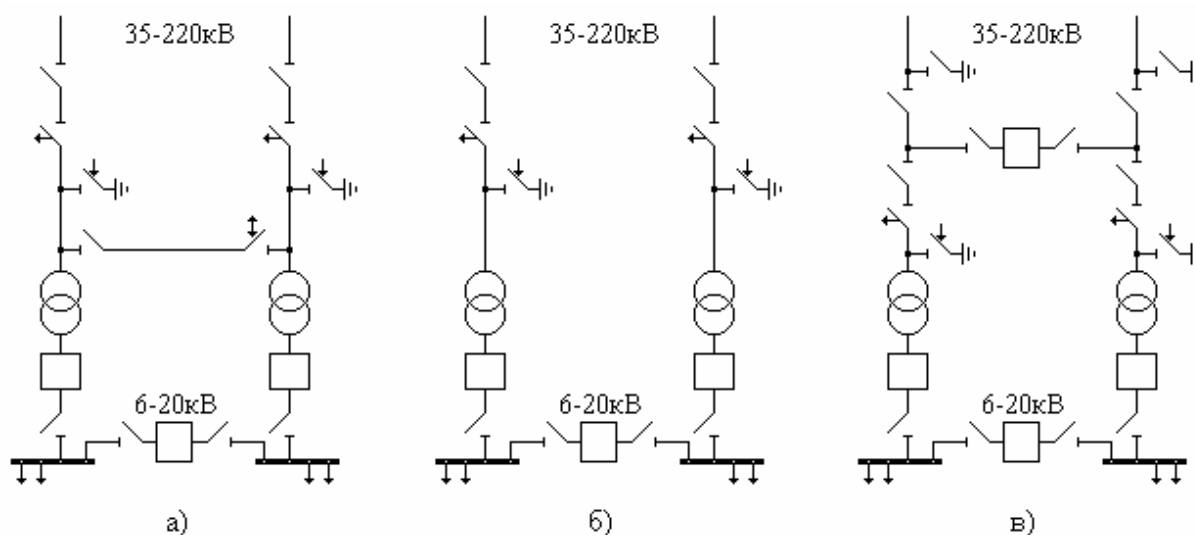


Рис. 3. Однолинейные схемы электрических соединений главных понизительных подстанций с двумя трансформаторами: а, б – без выключателей на стороне высшего напряжения; в – с выключателем на стороне высшего напряжения.

Схему рис. 3, а (два блока линия - трансформатор с отделителями и автоматически действующей перемычкой) применяют для ответвительных или тупиковых подстанций, когда необходимо автоматическое восстановление питания трансформатора после аварийного отключения его линии. Схему рис. 3, б (блок линия - трансформатор с отделителем) рекомендуют для подстанций, присоединяемых к линии, питающей несколько подстанций. Применение короткозамыкателей на линиях длиной 10—12 км не рекомендуется из-за возможности появления километрического эффекта. Тогда вместо короткозамыкателя используют телепередачу отключающего импульса по каналам связи. Схему рис. 3, в (мостик с выключателем в перемычке и отделителями в цепи трансформаторов) применяют при двустороннем питании или транзите мощности по одной линии при отсутствии АПВ. Применение простых схем (рис. 3) особенно выгодно, когда стоимость выключателя на стороне высшего напряжения соизмерима со стоимостью установки трансформатора. Для снижения токов КЗ и облегчения работы аппаратов напряжением до 1 кВ в нормальном режиме обычно применяют раздельную работу трансформаторов. Для резервирования части нагрузки при отключении одного из работающих трансформаторов второй включается с помощью секционного автоматического выключателя, обеспечивает электроснабжение потребителей и работает с перегрузкой до восстановления схемы нор-

мального режима работы. Ввод резервного питания для потребителей первой категории должен осуществляться автоматически.

1.4. Выбор мощности силовых трансформаторов

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приёмников электроэнергии промышленных предприятий. Выбор мощности силовых трансформаторов следует осуществлять с учётом экономически целесообразного режима их работы и соответствующего обеспечения резервирования питания потребителей при отключении одного из трансформаторов. При этом следует иметь в виду, что нагрузка трансформаторов в нормальных условиях не должна по нагреву вызывать сокращения естественного срока его службы.

При проектировании промышленных предприятий необходимо учитывать рост потребляемой ими мощности за счёт совершенствования технологических процессов и увеличения производственных мощностей. Одним из возможных путей реконструкции подстанций является замена установленных трансформаторов более мощными, обычно на одну ступень. Так, например, при установке двух трансформаторов мощностью по 16 МВА их фундаменты и конструкции должны быть предусмотрены для установки двух трансформаторов мощностью по 25 МВА без дополнительной реконструкции подстанции.

Установка на подстанции двух трансформаторов, работающих как правило, отдельно, обеспечивает надёжность систем промышленного электроснабжения в том случае, если при аварии одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор полностью или с некоторым ограничением обеспечит потребную мощность нагрузки. Обеспечение потребной мощности может осуществляться как путём использования номинальной мощности трансформаторов, так и вследствие их перегрузочной способности (в целях уменьшения их установленной мощности).

Номинальной мощностью трансформатора называют мощность, на которую он может быть нагружен непрерывно в течение всего срока службы (примерно 20 лет) при нормальных температурных условиях окружающей среды. Согласно ГОСТ 14209-69 и 11677-75 эти условия предусматривают, чтобы:

- 1) температура окружающей среды была равна 20 °С;
- 2) превышение средней температуры масла над температурой окружающей среды составляло для систем М и Д 44 °С и для систем охлаждения ДЦ и Ц 36 °С (их расшифровка приведена в табл. 1);
- 3) превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над средней температурой обмотки было равно 130 °С;
- 4) отношение потерь КЗ к потерям ХХ было равно пяти (принимают наибольшее значение для обеспечения запаса по нагреву изоляции);
- 5) при изменении температуры изоляции на 6 °С от среднего её значения при номинальной нагрузке, равной 85 °С, срок службы изоляции изменялся вдвое (сокращался при повышении температуры или увеличивался при ее понижении);
- 6) во время переходных процессов в течение суток наибольшая температура верхних слоев масла не превышала 95 °С и наиболее нагретой точки металла обмотки 140 °С. Это условие справедливо только для эквивалентной температуры окружающей среды, равной 20 °С. При снижении этой температуры необходимо следить за нагрузкой трансформатора по контрольно-измерительным приборам и во всех случаях не допускать превышения нагрузки сверх 150 % номинальной (ГОСТ 14209-69).

Если среднегодовая температура отличается от $\Theta_{сз} = 5$ °С, номинальная мощность или снижается с повышением $\Theta_{сз}$ и $\Theta_{ос}$, или повышается с их понижением. Номинальную мощность трансформатора рассчитывают на основании вышеприведённых условий эксплуатации по выражению:

$$S_{н,мр.} = S_{н,мр.,н} \cdot \left(1 + \frac{5 - \Theta_{oc}}{100}\right), \quad (1.11)$$

где $S_{н,мр.,н}$ - номинальная паспортная мощность трансформатора для $5^\circ\text{C} < \Theta_{oc} < 5^\circ\text{C}$ (среднегодовая температура окружающей среды, при температуре охлаждающей среды $\Theta_{oc} = 35^\circ\text{C}$).

Если $\Theta_{oc} > 35^\circ\text{C}$, номинальную мощность трансформатора дополнительно снижают на 1% на каждый градус повышения температуры охлаждающей среды в пределах $\Theta_{oc} = 45^\circ\text{C}$.

Для ориентировочного выбора мощности цеховых ТП можно использовать, например, метод удельной плотности нагрузок ($\sigma = S_{\max} / F$, где S_{\max} - расчётная нагрузка цеха; F - площадь цеха).

1.5. Выбор номинальной мощности трансформатора с учётом перегрузочной способности.

Если не учитывать перегрузочную способность трансформатора, то это приведёт к завышению его номинальной мощности.

Перегрузка трансформатора – нагрузка, при которой расчётный износ изоляции обмоток превосходит величину износа соответствующий номинальному режиму работы.

Различают аварийные и систематические перегрузки трансформатора:

1. аварийная – перегрузка, при которой температура наиболее нагретой точки обмотки ещё безопасна для нормальной дальнейшей эксплуатации трансформатора (при перегрузке износ изоляции значительно выше нормального);

2. систематическая – перегрузка, при которой расчётный износ изоляции за установленное время, включающее длительность предшествующей и последующей нагрузок, не должен превосходить нормальный износ за такое же время.

1. Если нагрузка трансформатора до аварийной перегрузки не превышала 0,93 паспортной мощности, то его можно перегружать до 5 суток на 40 %. При этом продолжительность перегрузки в каждые сутки не должна превышать 6 ч.

При проектировании номинальную мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной ГПП принимают равной 0,7 прогнозируемого расчётного максимума нагрузки подстанции. В этом случае при аварии с одним трансформатором электроснабжение потребителей обеспечивается за счёт перегрузки на 40 % оставшегося в работе трансформатора.

Аварийные перегрузки определяют по ниже приведённым зависимостям (см. рис. 4, 5).

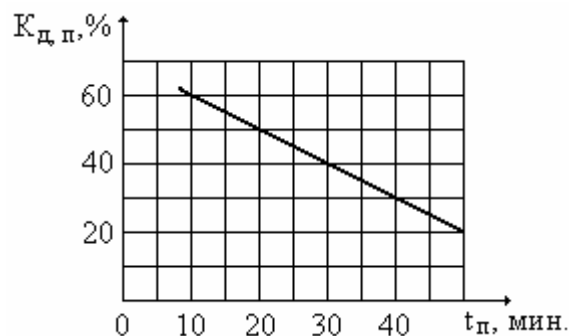


Рис. 4. Кривая для определения допустимых аварийных перегрузок $K_{д,п}$ для сухих трансформаторов в зависимости от длительности перегрузки $t_{п}$.

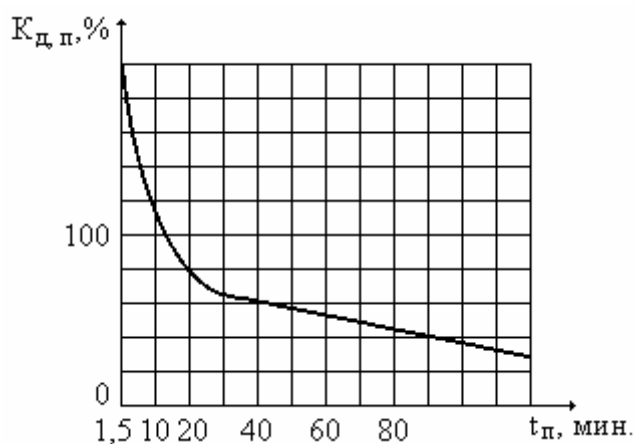


Рис. 5. Кривая для определения допустимых аварийных перегрузок для трансформаторов с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц в зависимости от длительности перегрузки.

2. Все силовые трансформаторы допускают систематические перегрузки, которые зависят от графиков нагрузки, температуры охлаждающей среды и недогрузки. Систематическая перегрузка зависит от графика нагрузок, который характеризуется коэффициентом заполнения графика:

$$K_{з,г} = \frac{S_{ср.}}{S_{\max}}. \quad (1.12)$$

Зная продолжительность максимальной нагрузки по рисункам 6 и 7 (в зависимости от исполнения трансформатора) можно определить допустимую перегрузку.

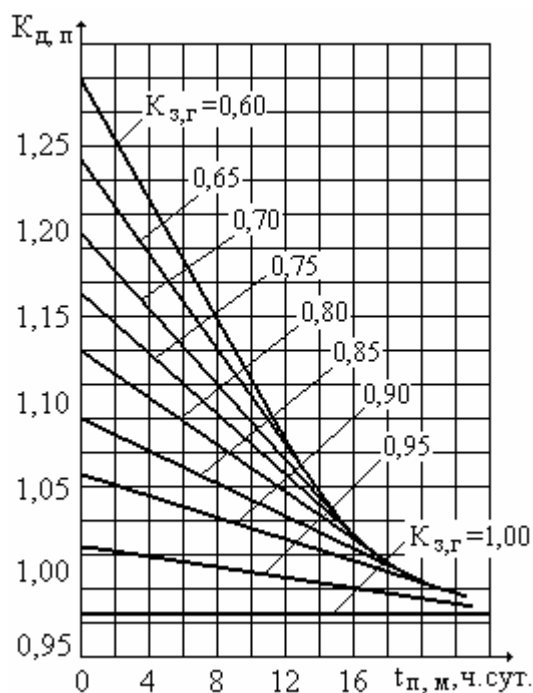


Рис. 6. Зависимость кратностей допустимых перегрузок $K_{д,п}$ силовых трансформаторов с масляным охлаждением от коэффициента заполнения графика нагрузки $K_{з,г}$ и продолжительности максимума $t_{п,м}$.

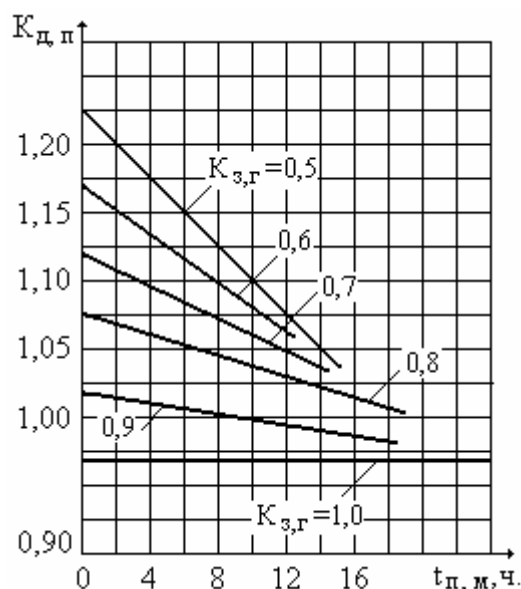


Рис. 7. Зависимость допустимых перегрузок $K_{д,п}$ сухих трансформаторов от коэффициента заполнения графика нагрузки $K_{з,г}$ и продолжительности максимума $t_{п,м}$.

Допустимую дополнительную перегрузку трансформатора в часы максимальной нагрузки сверх номинальной паспортной мощности за счёт его недогрузки в остальное время суток определяют по соотношению:

$$S_{доп.} = S_{н,м,п} \cdot (1 - K_{з,г}) \cdot 0,3. \quad (1.13)$$

В зимнее время допустима перегрузка трансформатора на 1% на каждый процент недогрузки в летнее время, но не более 15 % (при этом общая перегрузка не должна превышать 50 %, т.е. $S_{доп.Σ} \leq 1,5 \cdot S_{н,м,п}$).

1.6. Определение мощности потерь и энергии в силовых трансформаторах.

Потери мощности в трансформаторе состоят из потерь активной ($\Delta P_{мп.}$) и реактивной ($\Delta Q_{мп.}$) мощности.

Потери активной мощности состоят из потерь в обмотках трансформатора ($\Delta P_{м.}$), зависящих от тока нагрузки, и потерь в стали ($\Delta P_{х.х.}$), не зависящих от тока нагрузки.

$$\Delta P_{мп.} = \Delta P_{м.} + \Delta P_{х.х.} = \Delta P_{к.з.} \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 + \Delta P_{х.х.} = \Delta P_{к.з.} \cdot k_з^2 + \Delta P_{х.х.}, \quad (1.14)$$

где $\Delta P_{к.з.}$ - потери короткого замыкания (КЗ); $\Delta P_{х.х.}$ - потери холостого хода (ХХ); S - фактическая нагрузка трансформатора; $k_з$ - коэффициент загрузки трансформатора; S_n - номинальная мощности трансформатора.

Потери реактивной мощности определяются как сумма потерь $\Delta Q_{к.з.}$, вызванных рассеянием магнитного потока в трансформаторе и зависящих от квадрата тока нагрузки, и потерь на намагничивание трансформатора $\Delta Q_{х.х.}$, не зависящих от тока нагрузки и определяемые током холостого хода $i_{х.х.}$.

$$\Delta Q_{мп.} = \Delta Q_{к.з.} + \Delta Q_{х.х.} = \frac{S_n \cdot u_k}{100} + \frac{S_n \cdot i_{х.х.}}{100}, \quad (1.15)$$

где u_k - напряжение КЗ, %; $i_{х.х.}$ - ток ХХ трансформатора, %.

Активные потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W = \Delta P_{к.з} \cdot k_3^2 \cdot \tau + \Delta P_{x.x} \cdot T_{вкл.} \quad (1.16)$$

где τ - время потерь, ч; $T_{вкл.}$ - время включения трансформатора, ч.

Реактивные потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta V = \Delta Q_{к.з} \cdot \tau + \Delta Q_{x.x} \cdot T_{вкл.} \quad (1.17)$$

Время потерь определяют по рисунку 8.

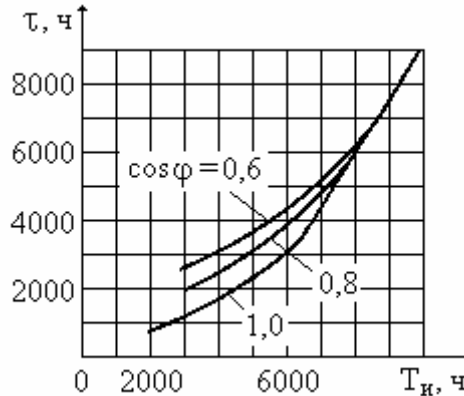


Рис. 8. График определения времени потерь τ .

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов, задача определения n -го количества работающих на подстанции трансформаторов, определяется минимум потерь мощности возникающих при их работе.

Работа трансформатора в недогруженном режиме (на холостом ходу или близком к нему) характеризуется низким коэффициентом мощности трансформатора, что вызывает излишние потери в системе электроснабжения.

При определении мощности потерь и энергии в силовых трансформаторах учитываются потери не только активной мощности в самих трансформаторах (см. (6.14)), но и потери активной мощности, возникающие в системе электроснабжения из-за потребления трансформаторами реактивной мощности (приведённые потери), которые определяются по выражению:

$$\Delta P'_{тр.} = \Delta P'_{к.з} \cdot k_3^2 + \Delta P'_{x.x} \quad (1.18)$$

где $\Delta P'_{x.x} = \Delta P_{x.x} + K_{u,n} \cdot \Delta Q_{x.x}$ - приведённые потери XX трансформатора, учитывающие потери активной мощности как в трансформаторе, так и создаваемые им в системе электроснабжения в зависимости от потребляемой реактивной мощности; $\Delta P'_{к.з} = \Delta P_{к.з} + K_{u,n} \cdot \Delta Q_{к.з}$ - приведённые потери короткого замыкания; $\Delta P_{x.x}$ - потери мощности на холостом ходу (приблизённо равны потерям в стали трансформатора); $\Delta P_{к.з}$ - потери мощности при коротком замыкании (приблизённо равны потерям в обмотках трансформатора); $K_{u,n}$ - коэффициент изменения потерь; $K_3 = S/S_n$ - коэффициент загрузки; S - расчётная (фактическая) нагрузка трансформатора; S_n - номинальная мощность трансформатора; $\Delta Q_{x.x} = S_n \cdot i_{x.x}/100$ - реактивная мощность XX трансформатора; $\Delta Q_{к.з} = S_n \cdot u_k/100$ - реактивная мощность, потребляемая трансформатором при номинальной нагрузке; $i_{x.x}$ - ток XX трансформатора, %; u_k - напряжение КЗ трансформатора, %.

Графическая интерпретация приведённых потерь мощности изображена на рисунке 9. Кривые (ветви параболы) 1 и 2 – потери мощности в первом и во втором трансформаторах при раздельной их работе; кривая 3 – суммарные потери активной мощности в первом и во втором трансформаторах при параллельной работе; $\Delta P'_{x1}$ и $\Delta P'_{x2}$ - приведённые потери XX в первом и во втором трансформаторах.

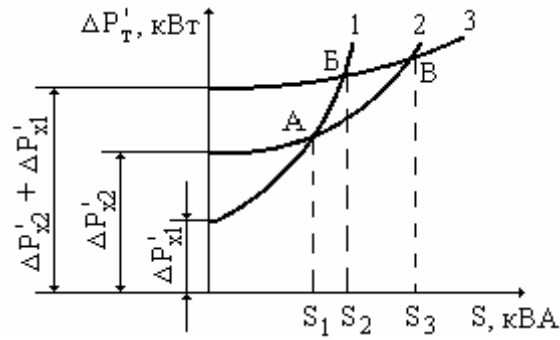


Рис. 9. Зависимость приведённых потерь активной мощности в силовых трансформаторах.

Строят кривые изображённые на рис. 9 на основании уравнения параболы, получаемое на основании (6.18) путём его преобразования:

$$\Delta P'_{\text{тр.}} = a + b \cdot S^2, \quad (1.19)$$

где $a = \Delta P'_{\text{xx}}$, а $b = \frac{\Delta P'_{\text{кз}}}{S_{\text{н}}^2}$.

Точки пересечения A , B , B соответствуют нагрузкам S_1 , S_2 и S_3 . В т. A справедливо равенство потерь в первом и во втором трансформаторах, следовательно экономически целесообразный режим работы двух параллельно работающих трансформаторов, будет определяться равенством:

$$S_{m.A} = \sqrt{\frac{a_1 - a_1}{b_2 - b_1}}. \quad (1.20)$$

В случае одинаковой мощности трансформаторов нагрузка в т. A определяется по выражению:

$$S_{m.A} = S_{\text{н.мп.}} \cdot \sqrt{N(N-1) \frac{\Delta P'_{\text{x.x}}}{\Delta P'_{\text{к.з}}}}, \quad (1.21)$$

где N – количество трансформаторов.

Задачу определения целесообразного подключения к группе трансформаторов ещё одного трансформатора решают путём вычисления разности приведённых потерь (ΔP_p), после присоединения дополнительного трансформатора по формуле:

$$\Delta P_p = \Delta P'_{\Sigma+1} - \Delta P'_{\Sigma} = a_{\Sigma+1} - a_{\Sigma} + (b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma}) \cdot S^2, \quad (1.22)$$

здесь индекс Σ означает отношение b к группе, состоящей из n трансформаторов, индекс $\Sigma+1$ - к группе, состоящей из $n+1$ трансформаторов; индекс $n+1$ означает отношение только к $(n+1)$ -му, т.е. добавляемому, трансформатору.

Т.к. разность $(b_{\Sigma+1} - b_{\Sigma})$ всегда отрицательна, то величина ΔP_p принимает положительные или отрицательные значения. Если величина ΔP_p имеет отрицательное значение, то подключение дополнительного трансформатора является целесообразным.

При подсчёте потерь мощности в силовых трансформаторах, необходимо учитывать потери электрической энергии на охлаждающие установки.

1.7. Общие выводы по выбору числа и мощности силовых трансформаторов для систем электроснабжения.

Выбор числа, мощности и типа силовых трансформаторов для питания нагрузок промышленных предприятий производят на основании следующего алгоритма:

1. Определяют число трансформаторов на подстанции, исходя из обеспечения надёжности питания с учётом категории потребителей.

2. Определяют возможные варианты номинальной мощности выбираемых трансформаторов с учётом допустимой перегрузки их в номинальном режиме и допустимой перегрузки в аварийном режиме.
3. Определяют экономически целесообразное решение из просчитываемых вариантов, с учётом применения в конкретных условиях.
4. Предусматривают возможность расширения подстанции с целью возможной установки более мощных трансформаторов без реконструкции фундамента, а также увеличения числа трансформаторов.

РАЗДЕЛ 2

Расчёт токов короткого замыкания.

2.1. Общие сведения о коротких замыканиях.

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения (СЭС) является возникновение коротких замыканий (КЗ) в сети или элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы СЭС необходимо правильно определять токи КЗ и по ним выбирать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов КЗ.

Коротким замыканием называется непосредственное соединение между любыми точками разных фаз, фазы и нулевого провода или фазы с землей, не предусмотренное нормальными условиями работы установки.

Основные виды коротких замыканий в электрических системах:

1. *Трёхфазное КЗ*, при котором все три фазы замыкаются между собой в одной точке. Точка трехфазного КЗ обозначается $K^{(3)}$. Токи, напряжения, мощности и другие величины, относящиеся к трехфазному КЗ, обозначаются $I^{(3)}$, $U^{(3)}$, $S^{(3)}$ и т.д.

2. *Двухфазное КЗ*, при котором происходит замыкание двух фаз между собой. Точка двухфазного КЗ условно обозначается $K^{(2)}$. Токи, напряжения, мощности и другие величины, относящиеся к двухфазному КЗ, обозначаются $I^{(2)}$, $U^{(2)}$, $S^{(2)}$ и т.д.

3. *Однофазное КЗ*, при котором происходит замыкание одной из фаз на нулевой провод или землю. Условное обозначение точки однофазного КЗ $K^{(1)}$. Токи, напряжения, мощности и другие величины, относящиеся однофазному КЗ, обозначаются $I^{(1)}$, $U^{(1)}$, $S^{(1)}$ и т.д.

Встречаются и другие виды КЗ, связанные с обрывами проводов и одновременными замыканиями провод различных фаз.

Трёхфазное КЗ является симметричным, поскольку при нём все три фазы оказываются в одинаковых условиях. Все остальные виды коротких замыканий являются несимметричным, так как при них фазы не остаются в одинаковых условиях, вследствие чего системы токов и напряжений получают искаженными.

При возникновении КЗ общее электрическое сопротивление цепи системы электроснабжения уменьшается, вследствие чего токи в ветвях системы резко увеличиваются, а напряжения на отдельных участках системы снижаются.

Элементы электрических систем обладают активными и реактивными (индуктивными или ёмкостными) сопротивлениями, поэтому при внезапном нарушении нормального режима работы (при возникновении КЗ) электрическая система представляет собой колебательный контур. Токи в ветвях системы и напряжения в отдельных её частях будут изменяться в течение неко-

того времени после возникновения КЗ в соответствии с параметрами этого контура. Т.е. за время короткого замыкания в цепи поврежденного участка протекает переходный процесс.

При КЗ в каждой из фаз наряду с периодической составляющей тока (слагающей тока переменного знака) имеет место аperiodическая составляющая тока (слагающая постоянного знака), которая также может изменять знак, но через большие промежутки времени по сравнению с периодической.

Мгновенное значение полного тока КЗ для произвольного момента времени:

$$i_t = i_{n,t} + i_{a,t} = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot \sin(\omega t + \varphi - \alpha_k) + i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (2.1)$$

где I_n - действующее значение периодической составляющей тока КЗ; i_{a0} - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент времени $t = 0$; ω - угловая частота переменного тока; φ - фазовый угол напряжения источника в момент времени $t = 0$; α_k - угол сдвига тока в цепи КЗ относительно напряжения источника; $T_a = L_k / r_k = x_k / \omega \cdot r_k$ - постоянная времени цепи КЗ; L_k , x_k , r_k - индуктивность, индуктивное и активное сопротивление цепи КЗ.

Периодическая составляющая I_t тока КЗ (рис. 10) одинакова для всех трёх фаз и определяется для любого момента времени значением ординаты огибающей, деленной на $\sqrt{2}$. Аperiodическая составляющая i_a тока КЗ различна для всех трёх фаз (см. рис.11) и изменяется в зависимости от момента возникновения КЗ.

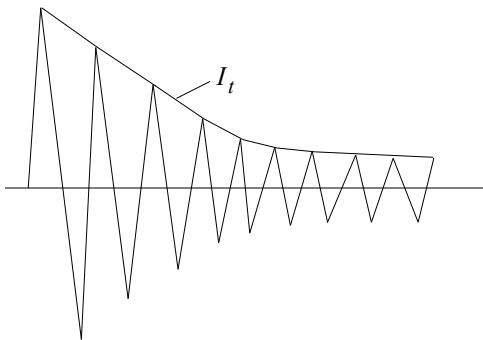


Рис. 10. Изменение во времени периодической составляющей тока КЗ.

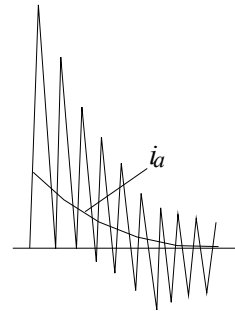


Рис. 11. Примерный вид тока при трёхфазном КЗ и аperiodической составляющей.

Амплитуда периодической составляющей изменяется в переходном процессе в соответствии с изменением ЭДС источника КЗ (рис.12). При мощности источника, соизмеримой с мощностью элемента, где рассматривается КЗ, а также отсутствии АРВ генераторов ЭДС источника уменьшается от начального значения $E_{нач.}$ до установившегося $E_{уст.}$, вследствие чего амплитуда периодической составляющей изменяется от $I_{n,m0} = \sqrt{2} \cdot I$ (сверхпереходной ток КЗ) до $\sqrt{2} \cdot I_\infty$ (установившейся то КЗ) (рис. 12,а).

случае полный ток КЗ имеет наибольшее значение. Указанные условия являются расчетными при определении токов КЗ.

Максимальный мгновенный ток КЗ имеет место примерно через полпериода, т.е. через 0,01 с после возникновения КЗ. Наибольший возможный мгновенный ток КЗ называют ударным током i_y (рис. 12). Его определяют для момента $t = 0,01$ с:

$$i_y = I_{n,m} + I_{a,m} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_a}} = I_{n,m} (1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = \sqrt{2} \cdot I_n \cdot k_y, \quad (2.3)$$

где $k_y = (1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}})$ - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени цепи КЗ.

Действующее значение полного тока КЗ для произвольного момента времени определяют из выражения:

$$I_{k,t} = \sqrt{I_{n,t}^2 + I_{a,t}^2}, \quad (2.4)$$

где $I_{n,t}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ; $I_{a,t}$ - действующее значение аperiodической составляющей, равной

$$I_{a,t} = i_{a,t} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (2.5)$$

Наибольшее действующее значение ударного тока за первый период от начала процесса КЗ:

$$I_y = I_n \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}. \quad (2.6)$$

Мощность КЗ для произвольного момента времени:

$$S_t = \sqrt{3} \cdot U_{\text{сети, ном.}} \cdot I_t. \quad (2.7)$$

Источники питания КЗ. При расчёте токов КЗ принимают, что источниками питания места КЗ являются турбо- и гидрогенераторы, синхронные компенсаторы и двигатели, асинхронные двигатели. Влияние асинхронных двигателей учитывается только в начальный момент времени и в тех случаях, когда они подключены непосредственно к месту КЗ.

Определяемые величины. При расчёте токов КЗ определяют следующие величины:

I'' - начальное значение периодической составляющей тока КЗ (начальное значение сверхпереходного тока КЗ);

i_y - ударный ток КЗ, необходимый для проверки электрических аппаратов, шин и изоляторов на электродинамическую устойчивость;

I_y - наибольшее действующее значение ударного тока КЗ, необходимое для проверки электрических аппаратов на устойчивость течение первого периода процесса КЗ;

$I_{0,1} - I_{0,2}$ - значение I_t для $t = 0,1 \div 0,2$ с, необходимое для проверки выключателей по отключаемому ими току;

I_∞ - действующее значение установившегося тока КЗ, по которому проверяют электрические аппараты, шины, проходные изоляторы и кабели на термическую устойчивость;

$S_{0,1} - S_{0,2}$ - мощность КЗ для времени $t = 0,1 \div 0,2$ с; определяется для проверки выключателей по предельно допустимой отключаемой мощности. Для быстродействующих выключателей это время может уменьшаться до 0,08 с.

Допущения и расчётные условия. Для облегчения вычислений токов КЗ принимают ряд допущений:

1) ЭДС всех источников считаются совпадающими по фазе;

2) ЭДС источников, значительно удаленных от места КЗ ($x_{\text{расч.*}} > 3$), считают неизменными;

3) не учитывают поперечные ёмкостные цепи КЗ (кроме воздушных линий 330 кВ и выше и кабельных линий 110 кВ и выше) и токи намагничивания трансформаторов;

4) активное сопротивление цепи КЗ учитывают только при соотношении $r_{\Sigma} \geq 0,3x_{\Sigma}$, где r_{Σ} и x_{Σ} - эквивалентные активные и реактивные сопротивления короткозамкнутой цепи;

5) в ряде случаев не учитывают влияние нагрузок (или учитывают приближенно), в частности влияние мелких асинхронных и синхронных двигателей.

В соответствии с целью определения токов КЗ устанавливают расчётные условия, которые включают в себя составление расчётной схемы, определение режима КЗ, вида КЗ, мест расположения точек КЗ и расчётного времени КЗ.

При определении режима КЗ в зависимости от цели расчёта определяют возможные максимальные и минимальные уровни токов КЗ. Так, например, проверку электротехнического оборудования на электродинамическое и термическое действие токов КЗ осуществляют по наиболее тяжелому режиму - максимальному, когда через проверяемый элемент протекает наибольший ток КЗ. Наоборот, по минимальному режиму, соответствующему наименьшему току КЗ, осуществляют расчёт и проверку работоспособности устройств релейной защиты и автоматики.

Выбор вида КЗ определяется целью расчёта токов КЗ. Для определения электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин в качестве расчётного принимают трёхфазное КЗ; для определения термической стойкости аппаратов, проводников - трёхфазное или двухфазное КЗ в зависимости от тока. Проверку отключающей и включающей способностей аппаратов проводят по трёхфазному или по однофазному току КЗ на землю (в сетях с большими токами замыкания на землю) в зависимости от его значения.

Выбор вида КЗ в расчётах релейной защиты определяется её функциональным назначением и может быть трёх-, двух-, однофазным и двухфазным КЗ на землю.

Места расположения точек КЗ выбирают таким образом, чтобы при КЗ проверяемое электрооборудование, проводники находились в наиболее неблагоприятных условиях. Например, для выбора коммутационной аппаратуры необходимо выбирать место КЗ непосредственно на их выходных зажимах, выбор сечения кабельной линии производят по току КЗ в начале линии. Места расположения точек КЗ при расчётах релейной защиты определяют по её назначению - в начале или конце защищаемого участка.

Расчётное время КЗ. Действительное время, в течение которого происходит КЗ, определяется длительностью действия защиты и отключающей аппаратуры,

$$t = t_{\text{защ.}} + t_{\text{выкл.}} \quad (2.8)$$

В расчётах используют приведенное (фиктивное) время - промежуток времени, в течение которого установившийся ток КЗ выделяет то же количество тепла, которое должен выделить фактически проходящий ток КЗ за действительное время КЗ.

Приведенное время, соответствующее полному току КЗ,

$$t_n = t_{n,n} + t_{n,a} \quad (2.9)$$

где $t_{n,n}$ - приведённое время для периодической составляющей тока КЗ;

$t_{n,a}$ - приведённое время для аperiodической составляющей тока КЗ.

При действительном времени $t > 5$ с приведённое время для периодической составляющей тока КЗ определяют по номограммам.

При действительном времени $t \leq 5$ с $t_{n,n} = t_n = t_{n5} + (t - 5)$, где t_{n5} - значение приведённого времени для $t = 5$ с.

Определение приведённого времени для аperiodической составляющей $t_{n,a}$, а производят при $t \geq 1,5T_a$ по формуле:

$$t_{n,a} \approx 0,05(\beta'')^2, \quad (2.10)$$

где β'' - отношение начального сверхпереходного тока к установившемуся в месте КЗ ($\beta'' = I/I_{\infty}$).

При $t < 1,5T_a$ - по формуле:

$$t_{n,a} = T_a (\beta'')^2 (1 - e^{-\frac{2t}{T_a}}). \quad (2.11)$$

При действительном времени более 1 сек. или $t > 20T_a$ приведённым временем аperiodической составляющей тока КЗ ($t_{n,a}$) можно пренебречь.

2.2. Определение расчётных параметров элементов сети.

2.2.1. Система относительных единиц.

При расчёте токов КЗ все входящие в расчёт величины можно выражать в именованных единицах (киловольт-амперах, амперах, вольтах, омах) или относительных единицах (долях и процентах принятой базисной величины). В эксплуатационной практике общепринятым является расчёт в относительных единицах. При использовании этого способа большинство расчётных выражений имеет простую структуру, поэтому можно быстро определить вычисляемые величины.

Базисная величина – это величина выбранная произвольно и независимая от остальных.

В качестве независимых базисных величин обычно выбирают базисную мощность S_{δ} и базисное напряжение U_{δ} .

Базисная мощность – мощность, величина которой принимается равной некоторому значению (1000, 100тыс. кВА и т.д. или величину мощности питающего трансформатора), исходя из соображений сокращения вычислительной процедуры в расчётах токов КЗ.

Базисное напряжение – это среднее напряжение ступени рассматриваемой схемы электропитания, на которой имеет место КЗ. При расчётах не принимают во внимание действительные коэффициенты трансформации трансформаторов; они заменяются отношениями средних номинальных напряжений. При этом пересчёт относительных сопротивлений по напряжению не производится (кроме реакторов). Шкала средних номинальных напряжений: 500; 330; 154; 115; 37; 20; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15; 0,69; 0,525 и 0,4кВ.

Базисный ток. Его определяют по формуле:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}. \quad (2.12)$$

Определение *электродвижущей силы, напряжения, тока, мощности и сопротивления* выражаемых в относительных единицах, приведённых к базисным условиям:

$$\begin{aligned} E_{*\delta} &= \frac{E}{U_{\delta,сп.}}; & U_{*\delta} &= \frac{U}{U_{\delta,сп.}}; \\ I_{*\delta} &= \frac{I}{I_{\delta}} = \frac{I \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\delta,сп.}}{S_{\delta}}; & z_{*\delta} &= \frac{z}{z_{\delta}} = \frac{z \cdot \sqrt{3} \cdot I_{\delta}}{U_{\delta}}; \\ S_{*\delta} &= \frac{S}{S_{\delta}}, \end{aligned} \quad (2.13)$$

где z - сопротивление, Ом на фазу; I_{δ} - базисный ток, кА; $U_{\delta,сп.}$ - базисное междуфазное напряжение ступени, определённое по шкале средних номинальных напряжений, кВ; S_{δ} - базисная мощность, кВА.

2.2.2. Система именованных единиц.

При расчете токов КЗ в именованных единицах сопротивления расчетной схемы приводят к базисному напряжению по следующим формулам:
реактивное

$$x' = x \left(\frac{U_{\delta}}{U_{ном.}} \right)^2; \quad (2.14)$$

активное

$$r' = r \left(\frac{U_{\delta}}{U_{ном.}} \right)^2; \quad (2.15)$$

полное

$$z' = \sqrt{(x')^2 + (r')^2}. \quad (2.16)$$

Формулы приведения параметров расчётной схемы к базисным условиям.

Элемент расчётной схемы	Исходные параметры	Относительные единицы, Ом	Именованные единицы, Ом
Энергосистема	$S_{н,с}$ - номинальная мощность системы, МВА; x_{c*} - относительное реактивное сопротивление энергосистемы, Ом; S_k - мощность КЗ системы, МВА; $I_{откл.}$ - ном. ток откл. выключателя, кА.	$x_{\delta*} = x_{c*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н,с}};$ $x_{\delta*} = \frac{S_{\delta}}{S_k};$ $x_{\delta*} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{откл.} \cdot U_{ср.}}$	$x = x_{c*} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н,с}};$ $x = \frac{U_{\delta}^2}{S_k};$ $x = \frac{U_{\delta}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{откл.} \cdot U_{ср.}}$
Генераторы, компенсаторы, синхронные и асинхронные двигатели	$S_{н,м}$ - номинальная мощность электрической машины, МВА; x_{d*}'' - относительное сверхпереходное сопротивление генератора, Ом; $I_{пуск*}$ - кратность пускового тока двигателя, отн. ед; $E'' = U_n + I_n \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi$ - фазная ЭДС генератора.	$x_{\delta*} = x_{d*}'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н,м}};$ $x_{\delta*} = \frac{S_{\delta}}{I_{пуск*} \cdot S_{н,дв.}}$ $E_{\delta*}'' = E'' \cdot \frac{U_n}{U_{\delta}}$	$x = x_{d*}'' \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н,м}};$ $x = \frac{U_{\delta}^2}{I_{пуск*} \cdot S_{н,дв.}}$
Трансформаторы двухобмоточные: а) $S_{н,Т} \geq 1МВА$ б) $S_{н,Т} \leq 630кВА$	$S_{н,Т}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА; u_{k*} - относительное напряжение КЗ	а) $x_{\delta*} = u_{k*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н,Т}}$ б) $x_{\delta*} = \sqrt{u_k^2 - r_T^2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н,Т}}$	а) $x = u_{k*} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н,Т}}$ б) $x = \sqrt{u_k^2 - r_T^2} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н,Т}}$

	трансформатора, отн. ед; $r_{T*} = \frac{\Delta P_M}{S_{n,T}}$ - относительное активное сопротивление трансформатора, Ом.		
Реакторы	x_{p*} - относительное реактивное сопротивление реактора, Ом; $I_{n,p}$ - номинальный ток реактора, кА.	$x_{\sigma*} = x_{p*} \cdot \frac{I_{\sigma}}{I_{n,p}} \cdot \frac{U_{cp.}}{U_{\sigma}}$	$x = x_{p*} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{n,p} \cdot U_{cp.}}$
Линии электропередач	x_0 - удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км; $r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot s}$ - удельное активное сопротивление линии, Ом/км; γ - удельная проводимость, м/(Ом·мм ²); s - сечение проводника, мм ² ; l - длина линии, км.	$x_{\sigma*} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.}^2};$ $r_{\sigma*} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.}^2}.$	$x = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{U_{cp.}^2};$ $r = r_0 \cdot l \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{U_{cp.}^2}.$

Для меди $\gamma = 53$, для алюминиевых и сталеалюминиевых проводников $\gamma = 32$, для стальных проводов $\gamma = 10$.

Трёхобмоточный трансформатор. Паспортные данные: $S_{нВ}; S_{нС}; S_{нН}$, МВА;

$U_{ВН}; U_{ВС}; U_{СН}$, кВ; $u_{кВН-СН\%}; u_{кСН-НН\%}; u_{кВН-НН\%}; \Delta P_{кВН}; \Delta P_{кВС}; \Delta P_{кСН}$ кВт.

Напряжение КЗ обмоток трансформатора:

$$\left. \begin{aligned} u_{кВ} &= \frac{1}{2}(u_{кВН-СН\%} + u_{кВН-НН\%} - u_{кСН-НН\%}); \\ u_{кС} &= \frac{1}{2}(u_{кВН-СН\%} + u_{кСН-НН\%} - u_{кВН-НН\%}); \\ u_{кН} &= \frac{1}{2}(u_{кВН-НН\%} + u_{кСН-НН\%} - u_{кВН-СН\%}). \end{aligned} \right\}.$$

Индуктивные сопротивления обмоток трансформатора с приведением к базовым условиям (в именованных единицах):

$$x_{В} = u_{кВ} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{S_{нВ}}; \quad x_{С} = u_{кС} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{S_{нС}}; \quad x_{Н} = u_{кН} \cdot \frac{U_{\sigma}^2}{S_{нН}}.$$

Находим мощность короткого замыкания для каждой обмотки:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{kB} &= \frac{1}{2}(\Delta P_{kB-H} + \Delta P_{kB-C} - \Delta P_{kC-H}); \\ \Delta P_{kC} &= \frac{1}{2}(\Delta P_{kB-C} + \Delta P_{kC-H} - \Delta P_{kB-H}); \\ \Delta P_{kH} &= \frac{1}{2}(\Delta P_{kB-H} + \Delta P_{kC-H} - \Delta P_{kB-C}). \end{aligned} \right\}$$

Активные сопротивления обмоток трансформатора с приведением к базовым условиям (в именованных единицах):

$$r_B = \frac{\Delta P_{kB}}{S_{HB}} \cdot \frac{U_6^2}{S_{HB}}; \quad r_C = \frac{\Delta P_{kC}}{S_{HC}} \cdot \frac{U_6^2}{S_{HC}}; \quad r_H = \frac{\Delta P_{kH}}{S_{HH}} \cdot \frac{U_6^2}{S_{HH}}.$$

То же самое, но несколько иначе. Т.к. $\Delta P_{kBH} = \Delta P_{kBC} = \Delta P_{kCH}$, то $\Delta P_{kB} = \Delta P_{kC} = \Delta P_{kH} = 0,5\Delta P_{kBH}$, следовательно, активное сопротивление обмоток можно подсчитать следующим образом:

$$r_B = r_C = r_H = \frac{\Delta P_{kB}}{S_{HB}} \cdot \frac{U_6^2}{S_{HB}} = \Delta P_{kB} \frac{U_6^2}{S_{HB}^2}.$$

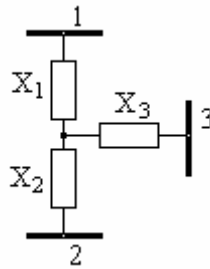


Рис. 13. Схема замещения трёхобмоточного трансформатора

Автотрансформатора. Паспортные данные: $S_{AT\text{ ном.}}$, МВА; $U_{B\text{ ном.}}$, $U_{C\text{ ном.}}$, $U_{H\text{ ном.}}$, кВ;

$u_{k\text{ BC}\%}$, $u'_{k\text{ BH}\%}$, $u'_{k\text{ CH}\%}$; $\Delta P'_{k\text{ BC}}$, $\Delta P'_{k\text{ BH}}$, $\Delta P'_{k\text{ CH}}$, кВт.

Т.к. параметры обмоток среднего и низкого напряжения приведены к параметрам, отнесённых к обмотке ВС, т.е. к параметрам $u_{k\text{ BC}\%}$ и $\Delta P'_{k\text{ BC}}$:

$$u_{k\text{ BH}\%} = \frac{u'_{k\text{ BH}\%}}{\alpha};$$

$$u_{k\text{ CH}\%} = \frac{u'_{k\text{ CH}\%}}{\alpha};$$

$$\Delta P'_{k\text{ BH}} = \frac{\Delta P'_{k\text{ BH}}}{\alpha^2};$$

$$\Delta P'_{k\text{ CH}} = \frac{\Delta P'_{k\text{ CH}}}{\alpha^2};$$

$$\text{где } \alpha = \frac{(U_{B\text{ ном.}} - U_{H\text{ ном.}}) - (U_{C\text{ ном.}} - U_{H\text{ ном.}})}{(U_{B\text{ ном.}} - U_{H\text{ ном.}})}.$$

Напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора:

$$\left. \begin{aligned} u_{kB\%} &= \frac{1}{2}(u_{k\text{ BC}\%} + u_{k\text{ BH}\%} - u_{k\text{ CH}\%}); \\ u_{kC\%} &= \frac{1}{2}(u_{k\text{ BC}\%} + u_{k\text{ CH}\%} - u_{k\text{ BH}\%}); \\ u_{kH\%} &= \frac{1}{2}(u_{k\text{ BH}\%} + u_{k\text{ CH}\%} - u_{k\text{ BC}\%}). \end{aligned} \right\}$$

Индуктивные сопротивления обмоток трансформатора:

$$x_B = \frac{u_{kB\%}}{100}; \quad x_C = \frac{u_{kC\%}}{100}; \quad x_H = \frac{u_{kH\%}}{100}.$$

Мощность короткого замыкания для каждой обмотки, с последующим вычислением активного сопротивления обмоток трёхобмоточного трансформатора.

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{kB} &= \frac{1}{2}(\Delta P_{kBH} + \Delta P_{kBC} - \Delta P_{kCH}); \\ \Delta P_{kC} &= \frac{1}{2}(\Delta P_{kBC} + \Delta P_{kCH} - \Delta P_{kBH}); \\ \Delta P_{kH} &= \frac{1}{2}(\Delta P_{kBH} + \Delta P_{kCH} - \Delta P_{kBC}). \end{aligned} \right\}$$

$$r_B = \frac{\Delta P_{kB}}{S_{AT \text{ ном.}}}; \quad r_C = \frac{\Delta P_{kC}}{S_{AT \text{ ном.}}}; \quad r_H = \frac{\Delta P_{kH}}{S_{AT \text{ ном.}}}.$$

2.3. Расчётная схема и схема замещения.

Составление расчётной схемы. Расчётную схему составляют в однолинейном изображении; в неё вводят все источники, участвующие в питании места КЗ, и все элементы системы электроснабжения (трансформаторы, линии, реакторы), расположенные между ними и местом КЗ. Синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные двигатели учитывают как источники питания. На расчётной схеме указывают основные параметры элементов (мощности, напряжения КЗ трансформаторов, длины и сечения линий, сопротивления источников и т.д.) и намечают точки КЗ.

Составление схемы замещения. По расчётной схеме составляют схему замещения, где все её элементы заменяют сопротивлениями, приведёнными к базисным условиям. Затем преобразуют и упрощают схемы замещения в направлении от источника до точки КЗ. Упрощают схему путём замены параллельно, последовательно или смешанно включённых сопротивлений одним эквивалентным преобразованием треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду или наоборот.

При наличии нескольких источников схему замещения упрощают заменой ветвей с источниками E_1, E_2, \dots, E_n и сопротивлениями x_1, x_2, \dots, x_n эквивалентным источником с ЭДС, равной

$$E_3 = \frac{\frac{E_1}{x_1} + \frac{E_2}{x_2} + \dots + \frac{E_n}{x_n}}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \dots + \frac{1}{x_n}} \quad (2.17)$$

и эквивалентным сопротивлением

$$x_3 = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \dots + \frac{1}{x_n}}. \quad (2.18)$$

Для систем электроснабжения промышленных предприятий характерна схема питания от энергосистемы S_1 и собственной электростанции S_2 ($S_1 > S_2$). При этом их объединение допустимо, если

$$\frac{S_1 \cdot x_1}{S_2 \cdot x_2} = 0,4 \div 2,5 \quad (2.19)$$

где x_1, x_2 - сопротивления, приведённые к базисной мощности.

Источниками меньшей мощности пренебрегают в том случае, если выполняются одновременно два условия:

$$\frac{x_2}{x_1} \geq 20 \quad \text{и} \quad \frac{S_2}{S_1} \leq 0,05. \quad (2.20)$$

Если источники питания КЗ включены через общее сопротивление, то расчётные сопротивления определяют через коэффициент распределения c_N равный доле участия каждого источника в общем токе КЗ.

$$c_N = \frac{x_3}{x_n}, \quad (2.21)$$

где $x_3 = x_1 // x_2 // \dots // x_n$ - эквивалентное сопротивление цепи.

Пример. Для схемы содержащей две ветви, см. рис. 14, коэффициенты распределения равны

$$c_1 = \frac{x_3}{x_1}; \quad c_2 = \frac{x_3}{x_2},$$

где $x_3 = \frac{x_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2}$, а $x_{рез.} = x_3 + x_k$.

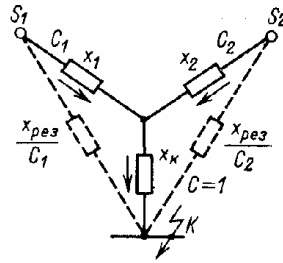


Рис. 14. Схема к расчёту токов КЗ с помощью коэффициентов распределения.

2.4. Определение трёхфазного тока КЗ в сетях выше 1кВ.

В соответствии со схемой замещения, приведённой к простейшему виду, начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ: при расчёте в относительных единицах

$$I_{n0} = I'' = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{рез.б*}} \cdot I_{\sigma}, \quad (2.22)$$

где $x_{рез.б*} = x_{расч.*} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_n}$ - результирующее реактивное сопротивление упрощенной схемы замещения; E_{Σ}'' - результирующая сверхпереходная ЭДС генератора, отн. ед. при расчёте в именованных единицах

$$I_{n0} = I'' = \frac{E_{\Sigma}''}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.б}}, \quad (2.23)$$

где E_{Σ}'' - линейное значение ЭДС генератора, кВ.

В общем случае значение величины ЭДС определяется через выражение: для точных вычислений

$$E'' = U_n + I_n \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi, \quad (2.24)$$

где $E'' = U_n + I_n \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi$, - сверхпереходное продольное реактивное сопротивление.

для приближённых вычислений по (2.25) либо по справочным таблицам

$$E'' = U_n \cdot E_*'' \quad (2.25)$$

Если мощность энергосистемы принимается бесконечно большой, т.е. $S_{эн.сист.} = \infty$, то $x_c \approx 0$, следовательно, $E_{\Sigma*}'' = U_{c*} = 1 = const$. В этом случае периодическая составляющая тока КЗ не затухает, т.е.

$$I_{n0} = I'' = I_{\infty} = \frac{I_{\delta}}{x_{рез.\delta*}} \quad (2.26)$$

Ударный ток в точке КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot k_y \quad (2.27)$$

Наибольшее действующее значение полного трёхфазного тока КЗ для произвольного момента времени определяют из (2.4). Наибольшее действующее значение ударного тока за первый период от начала процесса КЗ вычисляют из (2.6).

Мощность трёхфазного КЗ для произвольного момента времени:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_c \cdot I'' \quad (2.28)$$

2.5. Определение токов КЗ от электрических машин напряжением выше 1кВ.

Учёт подпитки двигателей осуществляют при непосредственной связи их с точкой КЗ или через непротяженную кабельную линию, токопровод, линейный реактор или двухобмоточный трансформатор.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, посылаемое к месту КЗ двигателем, определяют из выражения:

$$I_{n,\delta,0} = I_{\delta}'' = \frac{E_*'' \cdot I_{n,\delta}}{\sqrt{(x_{\delta*}'' + x_{вн.*})^2 + r_{вн.*}^2}} \quad (2.29)$$

Здесь E_*'' - приведённое значение сверхпереходной ЭДС, отн. ед., в начальный момент КЗ, которое можно принимать из справочных таблиц или определять по формуле:

$$E_*'' = \sqrt{\cos^2 \varphi_{ном.} + (\sin \varphi_{ном.} + x_{\delta*}'')^2} \quad (2.30)$$

Ударный ток КЗ от двигателя:

$$i_{y,\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y,\delta} \cdot I_{n,\delta,0} \quad (2.31)$$

Ударный коэффициент для различных типов электродвигателей определяется по-разному. Для синхронного двигателя, с учётом внешнего сопротивления:

$$k_{y,\delta} = e^{\frac{0.01}{T_a}} \quad (2.32)$$

Для асинхронного двигателя:

$$k_{y,\delta} = e^{\frac{0.01}{T_p'}} + e^{\frac{0.01}{T_a}}, \quad (2.33)$$

где $T_p' = T_{p,\delta} \cdot (1 + \frac{x_{вн.цепи}}{x_d})$ - расчётная постоянная времени периодической составляющей тока цепи КЗ; $T_{p,\delta}$ - расчётная постоянная времени периодической составляющей тока АД при КЗ.

2.6. Расчёт токов КЗ в электрических сетях до 1кВ.

В системах электроснабжения промышленных предприятий электрические сети до 1кВ имеют наибольшую протяженность, поэтому на них приходится большая доля возникающих КЗ. В связи с этим коммутационная и защитная аппаратура, токоведущие части электроустановок и т.д. должны надёжно работать в режимах КЗ. Основные положения методики определе-

ния токов КЗ в сетях напряжением выше 1кВ справедливы и для сетей до 1кВ. Однако расчет токов КЗ в сетях до 1 кВ имеет ряд особенностей.

1) Обычно мощность понизительных трансформаторов, от которых получают питание сети низкого напряжения, значительно меньше суммарной номинальной мощности генераторов питающей электрической системы. Поэтому питающую систему в таких случаях считают источником с неизменной ЭДС с нулевым внутренним сопротивлением. Это условие соблюдается практически всегда, если установленная мощность понижающих трансформаторов, питающих место КЗ, удовлетворяет требованию

$$S_{н,Т} \leq \frac{S_c}{50}. \quad (3.34)$$

где S_c - мощность питающей системы.

В данном случае периодическая составляющая тока КЗ является неизменной во времени.

2) При составлении схем замещения учитывают влияние активных сопротивлений короткозамкнутой цепи (трансформаторов, линий, шин, трансформаторов тока, автоматических выключателей, контактов аппаратов и т.д.). Переходные сопротивления контактов могут быть также учтены (для распределительных щитов на подстанциях 15 мОм; для первичных цеховых распределительных пунктов и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов ТП или от магистралей, 20 мОм; для вторичных цеховых распределительных пунктов и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных пунктов, 25 мОм).

3) Во многих случаях учитывают влияние нагрева проводников токами КЗ на активное сопротивление внесением поправки. Зная ток КЗ, найденный приближённо (без учёта влияния нагрева проводников), и поперечное сечение проводника короткозамкнутой цепи, определяют повышение температуры проводника, вызванное прохождением тока КЗ, и активное сопротивление нагретого проводника. После этого уточняют расчёт повторением его при изменившихся активных сопротивлениях отдельных участков цепи КЗ. Изменившееся сопротивление находят по формуле:

$$r' \approx r \left[1 + \frac{m \cdot t}{1 + 0,004 \cdot \theta_0} \cdot \left(\frac{I_k}{s} \right)^2 \right], \quad (2.35)$$

где r - сопротивление проводника при начальной температуре θ_0 , °С (до КЗ), мОм; s - поперечное сечение проводника, мм²; I_k - ток КЗ из предварительного расчёта без учёта нагрева (предполагается постоянным), кА; m - коэффициент, равный для меди 22 и для алюминия 5; t - время КЗ, с.

Начальное значение периодической составляющей трёхфазного тока КЗ:

$$I_{n,0} = I_k = \frac{U_{c,n}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}. \quad (2.36)$$

Ударный ток КЗ, а также наибольшее действующее значение ударного тока за первый период от начала процесса КЗ, определяют из следующих выражений:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot k_y; \quad (2.37)$$

$$I_y = I_k \cdot \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2}. \quad (2.38)$$

2.7. Влияние асинхронных двигателей на подпитку места КЗ до 1кВ.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от асинхронного двигателя, кА:

$$I_{k,\partial} = I_{n,\partial,0} = \frac{E_{0\partial}''}{\sqrt{(x_{\partial}'' + x_{\text{вн.}}'')^2 + (r_{\partial} + r_{\text{вн.}}')^2}}, \quad (2.39)$$

где $x_{вн.}, r_{вн.}$ - реактивное и активное сопротивление внешней цепи, Ом;
 $E_{0d}'' = \sqrt{(U_{\phi} \cdot \cos \varphi - I_c \cdot r_{\delta})^2 + (U_{\phi} \cdot \sin \varphi - I_c \cdot x_{\delta}'')^2}$ - однофазная сверхпереходная ЭДС асинхронного двигателя (АД), кВ; U_{ϕ} - фазное напряжение асинхронного двигателя (по величине равно сетевому), кВ; I_c - ток статора, кА; $r_{\delta} = r_1 + \frac{r_2'}{c_2}$ - активное сопротивление АД, Ом;
 $r_2' = \frac{M_* \cdot (P_n + \Delta P_{мех.}) \cdot c_2^2}{3 \cdot I_*^2 \cdot I_n \cdot (1 - s_n)}$ - сопротивление ротора, приведённое к обмотке статора, Ом; r_1 - активное сопротивление обмотки статора АД, Ом; $M_* = \frac{M_{пуск}}{M_n}$ - кратность пускового момента;
 $I_* = \frac{I_{пуск}}{I_n}$ - кратность пускового тока; P_n - номинальная мощность АД, кВт; $\Delta P_{мех.} = 0,01 P_n$ - механические потери в АД; $c_2 = 1,04$ - конструктивная постоянная АД; s_n - номинальное значение скольжения АД, отн. ед.; $x_{\delta}'' = \sqrt{\left(\frac{U_{\phi} \cdot 10^3}{I_* \cdot I_n}\right)^2 - r_{\delta}^2}$ - сверхпереходное реактивное сопротивление АД по продольной оси, Ом.

$$i_{y,\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y,\delta} \cdot I_{k,\delta}, \quad (2.40)$$

где $k_{y,\delta} = e^{-\frac{0.01}{T_p}} + e^{-\frac{0.01}{T_{a,\delta}}}$ - ударный коэффициент АД; $T_p = \frac{x_{\delta}'' + x_{вн.}}{\omega \cdot r_2'}$ - расчётная постоянная времени периодической составляющей тока статора, с; $T_{a,\delta} = \frac{x_{\delta}'' + x_{вн.}}{\omega \cdot (r_1 + r_{вн.})}$ - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока статора, с.

2.8. Расчёт несимметричных видов коротких замыканий.

Однофазные и двухфазные (двухфазные на землю) короткие замыкания являются несимметричными, т.к. наряду с токами прямой последовательности в электрической схеме образуются токи обратной и нулевой последовательностей. Детальный анализ таких переходных процессов затруднён тем, что необходимо учитывать как первую, так и более высокие гармоники сигнала. Токи прямой и обратной последовательностей разных частот оказываются при этом взаимосвязанными.

При решении практических задач, с целью упрощения расчётов, ведётся учёт только основных гармоник токов и напряжений. Такое допущение позволяет использовать метод симметричных составляющих в обычной форме, т.е. несимметричную систему, состоящую из трёх величин \vec{N}_a, \vec{N}_b и \vec{N}_c , можно представить в виде суммы трёх различных симметричных систем величин – прямой, обратной и нулевой последовательностей (обозначаются индексами 1, 2 и 0).

$$\left. \begin{aligned} \vec{N}_a &= \vec{N}_{a1} + \vec{N}_{a2} + \vec{N}_{a0}; \\ \vec{N}_b &= \vec{N}_{b1} + \vec{N}_{b2} + \vec{N}_{b0}; \\ \vec{N}_c &= \vec{N}_{c1} + \vec{N}_{c2} + \vec{N}_{c0}. \end{aligned} \right\} \quad (2.41)$$

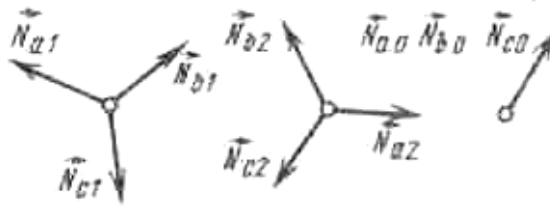


Рис. 15. Системы симметричных составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Величина определённой составляющей последовательности вектора одной фазы может быть выражена через аналогичные вектора других фаз, т.е.

$$\left. \begin{aligned} \vec{N}_{a1} &= a\vec{N}_{b1} = a^2\vec{N}_{c1}; \\ \vec{N}_{a2} &= a^2\vec{N}_{b2} = a\vec{N}_{c2}; \\ \vec{N}_{a0} &= \vec{N}_{b0} = \vec{N}_{c0} = \vec{N}_0, \end{aligned} \right\} \quad (2.42)$$

где $a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$.

На основании (2.41) и (2.42) выражения для разложения определённой несимметричной системы величин на симметричные составляющие будут иметь вид:

$$\left. \begin{aligned} \vec{N}_{a1} &= \frac{1}{3}(\vec{N}_a + a\vec{N}_b + a^2\vec{N}_c); \\ \vec{N}_{a2} &= \frac{1}{3}(\vec{N}_a + a^2\vec{N}_b + a\vec{N}_c); \\ \vec{N}_0 &= \frac{1}{3}(\vec{N}_a + \vec{N}_b + \vec{N}_c). \end{aligned} \right\} \quad (2.43)$$

Одной из основных задач данного метода является схем замещения для всех трёх последовательностей. Схема прямой последовательности является схемой, которую составляют при любом симметричном (трёхфазном) КЗ. Генераторы вводятся в схему со своими расчётными ЭДС и расчётными реактивностями (см. рис.17а). Поскольку пути циркуляции токов обратной последовательности те же, что и токов прямой последовательности, схема обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности. Различие между ними состоит прежде всего в том, что в схеме обратной последовательности ЭДС всех генерирующих ветвей принимают равными нулю (см. рис. 17б). Для практических расчётов результирующие сопротивления прямой и обратной последовательности принимают равными по величине, т.е. $z_{1\Sigma} = z_{2\Sigma}$ (в реальности равенство выполняется только для линий электропередач, трансформаторов и реакторов, т.к. магнитосвязанные цепи таких элементов взаимно неподвижны, следовательно, от перемены порядка чередования фаз симметричной трёхфазной системы токов взаимная индукция между фазами элемента не изменяется).

Ветви нагрузок в схему нулевой последовательности не входят. Однако трансформаторы, через которые питаются нагрузки, должны быть учтены, если допускают протекание токов нулевой последовательности.

Циркуляция токов нулевой последовательности отличается от пути прохождения токов других последовательностей, и определяется соединением обмоток участвующих в схеме трансформаторов (см. рис.16, 17в). Ток нулевой последовательности является однофазным током, разветвлённым между тремя фазами и возвращающимся через землю и параллельные ей цепи.

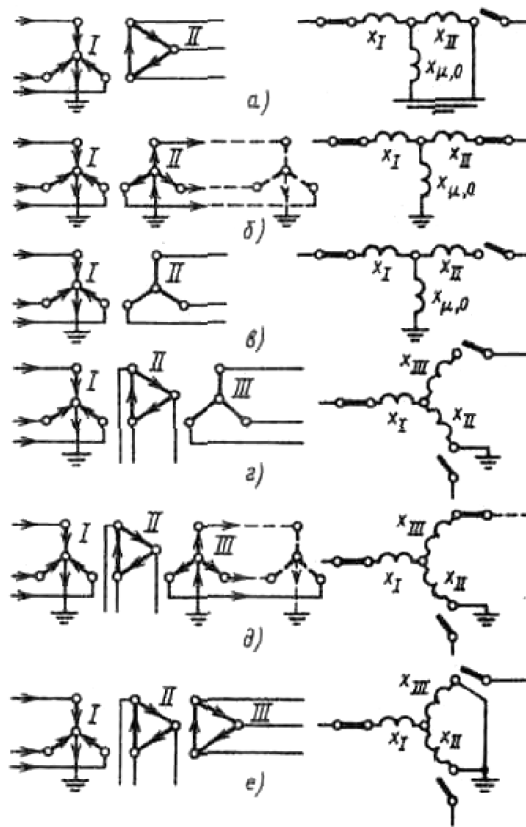


Рис. 16. Схемы замещения нулевой последовательности трансформаторов.

Схемы различных последовательностей с помощью методов преобразования исходной схемы замещения приводят к элементарному виду (рис. 17), где \dot{E}_Σ - результирующая ЭДС относительно точки КЗ; $z_{1\Sigma}$, $z_{2\Sigma}$, $z_{0\Sigma}$ - результирующие сопротивления схем соответствующих последовательностей относительно места КЗ.

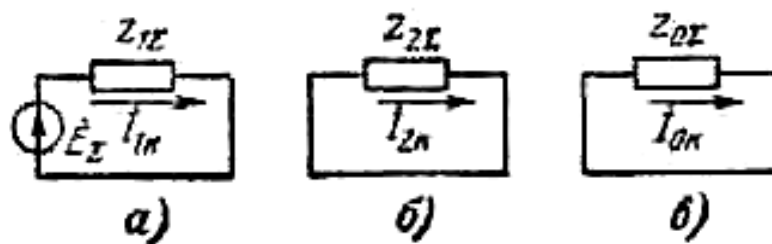


Рис. 17. Схемы замещения.

а – прямой последовательности; б – обратной последовательности;
в – нулевой последовательности

Ток прямой последовательности любого несимметричного КЗ определяется как ток при коротком трехфазном замыкании в точке, удалённой от действительной точки КЗ на дополнительное сопротивление $z_\Delta^{(n)}$ (значение величины определяется по табл. 2), которое не зависит от параметров схемы прямой последовательности и для каждого вида КЗ определяется результирующими сопротивлениями обратной и нулевой последовательностей относительно рассматриваемой точки. Такой подход называется правилом эквивалентности прямой последовательности.

$$\dot{I}_{kA1}^{(n)} = \frac{\dot{E}_{A\Sigma}}{z_{1\Sigma} + z_\Delta^{(n)}}, \quad (2.44)$$

где $I_{kA1}^{(n)}$ - ток прямой последовательности фазы (при данном виде КЗ), которая находится в условиях, отличных от других фаз; $z_{1\Sigma}$ - результирующее сопротивление схемы прямой последовательности относительно точки КЗ.

Таблица 2.

Вид короткого замыкания	(n)	$z_{\Delta}^{(n)}$	$m^{(n)}$
Трёхфазное	(3)	0	1
Двухфазное	(2)	$z_{2\Sigma}$	$\sqrt{3}$
Однофазное	(1)	$z_{2\Sigma} + z_{0\Sigma}$	3
Двухфазное на землю	(1,1)	$z_{2\Sigma} // z_{0\Sigma}$	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{z_{2\Sigma} z_{0\Sigma}}{(z_{2\Sigma} + z_{0\Sigma})^2}}$

Начальное значение периодической составляющей тока любого (n) несимметричного короткого замыкания, определяют по выражению:

$$I_k^{(n)} = m^{(n)} I_{k1}^{(n)}, \quad (2.45)$$

где $m^{(n)}$ - коэффициент, определяемый по таблице 2.

Апериодическую составляющую тока КЗ определяют аналогично (2.3), т.е.

$$i_a^{(n)} = \sqrt{2} I_k^{(n)} e^{-\frac{t}{T_a^{(n)}}}, \quad (2.46)$$

где $T_a^{(n)}$ - постоянная времени цепи КЗ вида (n) (для $T_a^{(2)} = T_a^{(3)}$).

Ударный ток находят по формуле

$$i_y^{(n)} = \sqrt{2} I_k^{(n)} k_y^{(n)}, \quad (3.48)$$

где $k_y^{(n)}$ определяют в зависимости от вида расчётной схемы с использованием (2.3), но при вычислении $T_a^{(n)}$ учитывают добавочное сопротивление $z_{\Delta}^{(n)}$.

Ток, протекающий в землю через заземлённую нулевую точку, в 3 раза больше тока нулевой последовательности, протекающего по соответствующей ветви схемы.

Однофазные токи КЗ рассчитывают для проверки работоспособности аппаратов защиты при минимально возможных токах КЗ в сети.

Ток однофазного КЗ в сетях до 1 кВ, согласно «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ), определяют по приближенной формуле в килоамперах:

$$I_k' = \frac{U_{\phi, n} \cdot 10^3}{z_n + \frac{z_T^{(1)}}{3}}, \quad (2.49)$$

где $U_{\phi, n}$ - фазное номинальное напряжение сети, кВ; $z_n = \sqrt{r_n^2 + x_n^2}$ - полное сопротивление петли фаза - нуль, которое включает в себя сопротивление шин, шинопроводов, проводов и кабелей, аппаратов и контактов, МОм; $z_T^{(1)}$ - полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ, МОм.

2.9. Расчёт токов КЗ в сетях постоянного тока.

При расчёте токов КЗ в сетях постоянного тока не учитывают системы сигнализации и диспетчеризации из-за их малой мощности. Ток КЗ определяют по формуле:

$$I_k = \frac{U_k}{R_k} = \frac{U_n \cdot (1 + k_n + k_n) \cdot (1 - p) - \Delta U_{эл.дуги} - I_T \cdot R_3}{(R_{k,c} + R_p) \cdot I_k + R_{n,n} + R_{o,n} + R_3}, \quad (2.50)$$

где U_n - номинальное выпрямленное напряжение сети; $k_n = \frac{I_n \cdot N \cdot R_n}{U_n}$ - отношение потерь напряжения в преобразовательном агрегате при его номинальной нагрузке к выпрямленному напряжению; N - количество выпрямительных агрегатов; k_l - коэффициент учитывающий потери в линии переменного тока, которая питает выпрямительные установки; p - коэффициент, учитывающий наибольшее допустимое в нормальных условиях работы снижение напряжения в питающей сети переменного тока относительно номинального значения, которое не должно превышать 5% (в относительных единицах $p = 0,05$); $\Delta U_{эл.дуги}$ - потери напряжения в месте возникновения электрической дуги; I_T - ток тяговой нагрузки; $R_\Sigma = R_n + R_l$ - активное эквивалентное сопротивление, определяется как сумма внутренних сопротивлений преобразовательных агрегатов и линий переменного тока; $R_{k,c}$ - сопротивление контактной сети, Ом/км; R_p - сопротивление рельсов, Ом/км; l_k - длина линий электропередачи, км; $R_{л,л}, R_{о,л}$ - сопротивления питающего и обратного проводов, Ом.

РАЗДЕЛ 3

Выбор сечений проводов и кабелей.

3.1. Общие положения

Сечения проводов и жил кабелей выбирают в зависимости от ряда технических и экономических факторов. Технические факторы, влияющие на выбор сечений, следующие:

1. Нагрев от длительного выделения тепла рабочим (расчётным) током

$$(Q = I^2 \cdot r \cdot t, [Дж] \Rightarrow P = I^2 \cdot r, [Вт]):$$

а) Для кабельных линий (КЛ) сечение выбирают по таблицам ПУЭ, которые учитывают температуру жилы кабеля нагревающей изоляцию проводников.

б) Для воздушных линий (ВЛ) сечение выбирают по таблицам ПУЭ, которые учитывают допустимую температуру нагрева проводов, т.к. от неё зависит механическая прочность проводников.

Выбираемое сечение обычно должно быть больше расчётного. По таблицам берут сечение, допускающее ближайший больший или одинаковый ток по сравнению с расчётным.

2. Нагрев от кратковременного выделения тепла током короткого замыкания:

а) КЛ. Выбор осуществляют по количеству тепла, выделяемого за определённое время и вызывающего нагрев жилы кабеля.

б) ВЛ. При прохождении тока КЗ выделяется большое количество теплоты, которое снижает механическую прочность проводов.

Сечение выбирают ближайшее меньшее по сравнению с расчётным значением.

3. Потери (падение) напряжения в линиях от проходящего по ним тока в нормальном и аварийном режимах имеют одинаковое значение, как для кабельных, так и для воздушных линий и различаются только разными значениями их индуктивного и ёмкостного сопротивлений.

4. Механическая прочность - устойчивость к механической нагрузке (собственная масса, гололед, ветер):

а) КЛ. Механическая прочность жил кабеля определяется механической нагрузкой на жилы и оболочку кабеля от полной собственной массы кабеля при его прокладке, протяжке и подвеске. Нагрузку учитывают при проектировании прокладки кабеля; она определяет минимально допустимое сечение жил кабеля и типа его исполнения (приводится в справочной литературе).

б) ВЛ. Сечение проводов воздушных линий по механической прочности выбирают в зависимости от собственной массы, а также от силы ветра и массы гололеда, возможных в данном географическом районе.

5. Коронирование - фактор, зависящий от применяемого напряжения, сечения провода и окружающей среды. Коронный разряд происходит в резко неоднородном поле и начинается у электрода с малым радиусом кривизны (жилы кабеля или провода) при напряженности поля, равной критической. Увеличение радиуса кривизны приводит к снижению напряженности поля и предотвращению коронирования.

а) КЛ. Коронный разряд в изоляции кабелей приводит к разложению изоляции и в дальнейшем к пробое её. Поэтому сечение жил кабеля выбирают для случая полного отсутствия коронирования.

б) ВЛ. Коронный разряд приводит к увеличению потерь электроэнергии на коронирование. Поэтому выбор сечения проводов ВЛ производят по условию отсутствия коронирования при хорошей погоде.

6. Экономическая целесообразность. Сечение должно выбираться по годовым затратам в соответствии с расчётом. При выборе сечения принимают ближайшее меньшее стандартное по отношению к расчётному (нестандартному) сечению.

3.2. Выбор стандартного сечения проводника.

При выборе стандартного сечения исходят из следующего:

1) При выборе сечения по термической стойкости $s_{T,c}$ выбирают ближайшее меньшее сечение, т.к. метод расчёта содержит повышенный процент ошибки, в сторону превышения сечений.

2) Выбор сечения по механической прочности s_m для КЛ производят без расчётов, т.к. самое малое (начальное в таблице) сечение является механически стойким. Для ВЛ выбирают ближайшее большее стандартное сечение.

3) Выбор сечения по условиям короны s_k производят без расчётов, для проводов ВЛ выбирают ближайшее большее сечение, для КЛ кабеля выпускаются на каждое стандартное напряжение.

4) По потерям напряжения $s_{\Delta u}$ выбирают ближайшее большее сечение. В некоторых случаях, когда расчётное сечение близко к стандартному, можно принять и меньшее (например, полученное расчётное сечение равно $36,5 \text{ мм}^2$; можно принять сечение 35 мм^2 , на основании конкретных данных о достоверности электрических нагрузок, положенных в основу расчёта).

5) При выборе сечения по нагреву s_n выбирают ближайшее большее сечение. Однако не следует стремиться повышать сечение без достаточных на то оснований.

6) После того как определено минимально допустимое сечение провода по техническим условиям s_T , его сравнивают с экономически целесообразным сечением.

По правилам устройства электроустановок (ПУЭ) выбор сечения проводника производят по экономической плотности тока:

$$S_э = \frac{I_p}{j_э}, \quad (3.1)$$

где $S_э$ - экономически целесообразное сечение проводника; I_p - расчётный ток; $j_э$ - экономическая плотность тока.

В данной методике не учитывается экономическая оценка эффективности (см. рис.18), определяемая выражением:

$$Z = C_э + 0,125 \cdot K, \quad (3.2)$$

где Z - годовые затраты, тыс. руб.; C_3 - годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.: суммарная стоимость потерь электроэнергии, амортизационных отчислений, стоимости ремонта и эксплуатации; $0,125 \cdot K$ - годовые капитальные затраты с учётом нормативного коэффициента.

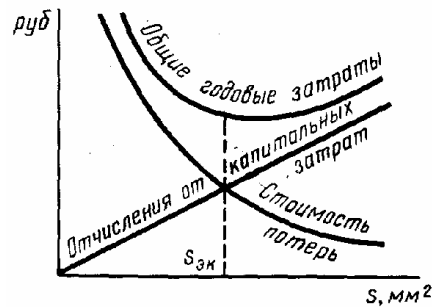


Рис. 18. Функциональная зависимость годовых затрат от сечения проводников.

3.3. Выбор сечений жил проводников по нагреву расчётным током.

Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяют расчётный ток и по справочным таблицам выбирают стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току, при этом необходимо тщательно производить анализ расчётных нагрузок во избежание просчётов приводящих к нерациональному расходу металла.

Упрощающие дополнения к выбору сечений по нагреву расчётным током:

1. Кабели высокого напряжения, кроме КЛ питающих электродвигатели выше 1 кВ, выбираются по расчётному току, равному среднему току.
2. Возможно снижение расчётного тока максимальной нагрузки в зависимости от коэффициента максимума K_M , при различных значениях времени нагрева кабеля $t_{н,у}$, до температуры, равной 95 % установившейся. Кривые $I_M \% = f(K_M)$, для различных значений $t_{н,у}$, приведены на рис.19.

Выбор сечений проводов ВЛ по нагреву расчётным током аналогичен выбору сечений жил кабелей.

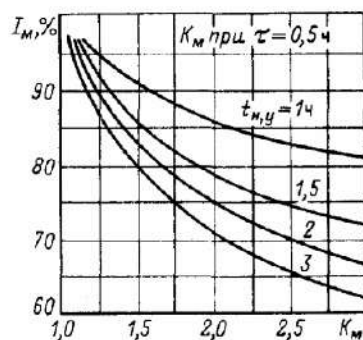


Рис.19. Зависимость I_M от K_M при различных значениях $t_{н,у}$.

Пример. Определить сечение кабеля. Исходные параметры: $K_M = 2$; $U_n = 380$ В; $S_M = 120$ кВА; $t_{н,у} = 1,5$ ч; $I_M = 183$ А. Вариант решения: по справочнику определяем ближайшее большее сечение - $I_{доп.} = 190$ А $\Rightarrow s = 90$ мм², и ближайшее меньшее сечение - $I_{доп.} = 155$ А $\Rightarrow s = 70$ мм²; по рис.19 определяем коэффициент снижения, он равен 0,8, по которому определяем расчётный ток: $I_p = 0,8 I_M = 0,8 \cdot 183 = 143$ [А], следовательно, сечение проводника выбираем равным 70 мм².

3.4. Выбор сечения по нагреву током короткого замыкания.

Выбор термически стойкого сечения жил кабеля производят по значению установившегося тока КЗ и времени прохождения этого тока через кабель. Время определяется уставкой защиты, имеющей наибольшее время выдержки (в случае использования нескольких защит).

Определение сечения по термической стойкости производят по формуле

$$s_{T,y,p} = \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_n}, \quad (3.3)$$

где α - расчётный коэффициент, определяемый ограничением допустимой температуры нагрева жил кабеля (значения расчётного коэффициента, и допустимые предельные температуры нагрева кабелей при прохождении по ним тока КЗ приводятся в справочной литературе); t_n - приведённое время действия тока КЗ; I_{∞} - установившееся значение тока КЗ.

В расчётах используют приведённое (фиктивное) время - промежуток времени, в течение которого установившийся ток КЗ выделяет то же количество тепла, что и фактически проходящий ток КЗ за действительное время КЗ. $t_n = t_{n.n} + t_{n.a}$, где $t_{n.n}$ - приведённое время для периодической составляющей тока КЗ; $t_{n.a}$ - приведённое время для аperiodической составляющей тока КЗ.

3.5. Выбор сечений проводников по потере напряжения.

В проводах линий, подводящих к приёмникам электроэнергию, неизбежно происходят потери напряжения, которые нормируются в виде ограничений значений напряжения в начале линии - питающий конец и со стороны приёмников электроэнергии - приёмный конец. Так, например, при снижении напряжения осветительные устройства снижают световой поток и снижается освещённость на рабочих поверхностях (её значение прямо пропорционально квадрату напряжения); у двигателей уменьшается опрокидывающий момент (выпадение из синхронного режима), который у синхронных двигателей прямо пропорционален первой степени, а у асинхронных двигателей - квадрату оставшегося напряжения.

Одним из средств, обеспечивающим стабильность напряжения у приёмников электроэнергии, является выбор сечений проводов и жил кабелей по допустимым потерям напряжения.

Рассмотрим линию с сосредоточенной нагрузкой на конце (рис.20). Потери напряжения в трёхфазной линии переменного тока приближённо определяются из выражения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi), \quad (3.4)$$

где I_p - расчётный ток линии, А; r и x - активное и индуктивное сопротивление линии, Ом.

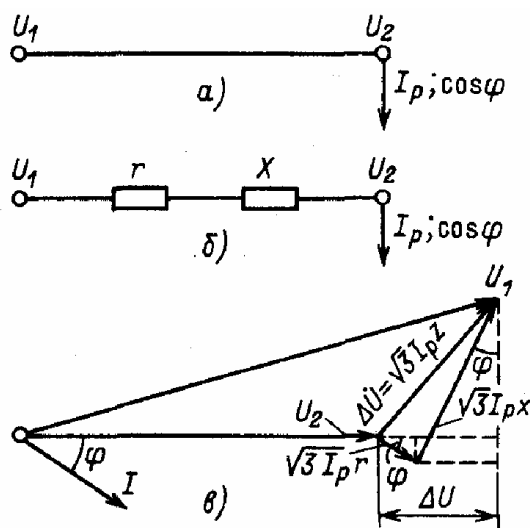


Рис.20. Схема линии с сосредоточенной нагрузкой на конце:
а) принципиальная схема; б) схема замещения; в) векторная диаграмма.

Пренебрегая индуктивным сопротивлением проводов линии (возможно в случае $x < \frac{r}{3}$) потери напряжения будут равны

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot r \cdot \cos \varphi, \quad (3.5)$$

где $r = \frac{l}{\gamma \cdot s}$.

Следовательно, сечение проводника можно определить по выражению

$$s = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot \Delta U}. \quad (3.6)$$

Данный метод расчёта является упрощенным и даёт погрешность в пределах 20 %, поэтому его используют лишь для предварительных ориентировочных прикидок.

Для сетей высокого напряжения, когда приходится учитывать не только индуктивность, но и ёмкость линии, применяют П-образные схемы.

Методика расчета. Составляют П-образную схему замещения (см. рис.21), пренебрегая активной составляющей линии g (т.к. она определяет потери на корону, которые в линиях до 220 кВ невелики).

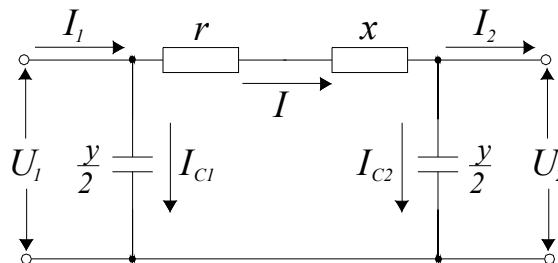


Рис.21. Схема замещения для расчёта линии по П-образной схеме.

Считают, что вся ёмкость сосредоточена по концам линии, что позволяет рассчитать ёмкостную проводимость (y) по выражению:

$$\frac{y}{2} = \frac{b_0 \cdot l}{2}, \quad \text{см. учебник Князевского стр.171} \quad (3.7)$$

где b_0 - удельная ёмкостная проводимость линии (определяется по справочным данным), $1/\text{ом} \cdot \text{км}$.

Величина ёмкостного тока I_{c2} в конце линии равна:

$$I_{c2} = U_2 \cdot \frac{y}{2} = U_2 \cdot \frac{b_0 \cdot l}{2}. \quad (3.8)$$

Величина потерь напряжения для П-образной схемы:

$$\Delta U = U_1 - U_2 = \sqrt{(U_2 + I_2 \cdot r \cdot \cos \varphi_2 + I_2 \cdot x \cdot \sin \varphi_2 - I_{c2} \cdot x)^2 + (I_2 \cdot x \cdot \cos \varphi_2 - I_2 \cdot r \cdot \sin \varphi_2 + I_{c2} \cdot r)^2} - U_2. \quad (3.9)$$

Наличие ёмкостных токов уменьшает величину потерь напряжения от тока нагрузки вследствие компенсации индуктивной составляющей проводников.

Т.к. на промышленных предприятиях сети на напряжение 220 кВ и протяжённостью более 200 км практически не выполняются, то данный метод может применяться в сетях внутриводского электроснабжения (погрешность результатов вычислений составляет 1,5 %).

3.6. Выбор проводников электрической сети по экономической целесообразности.

Выбор сечений проводов и жил кабелей по экономической плотности тока, вследствие недостаточной обоснованности, даёт ошибочные результаты и находится в некотором противоречии с основными методическими положениями технико-экономических расчётов.

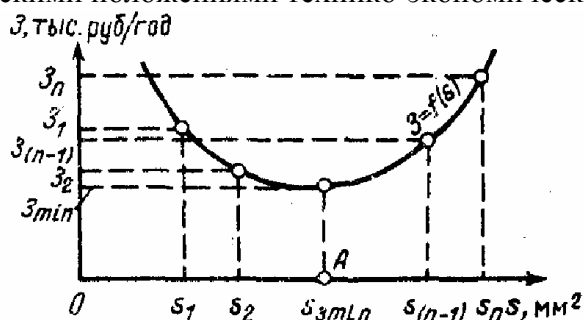


Рис. 22. Зависимость приведённых затрат от сечения провода для определения экономической целесообразности.

Капиталовложения и эксплуатационные расходы зависят от сечения проводов и жил кабелей, принимаемого для передачи электроэнергии. Меняя в приведённых условиях сечения проводов или жил кабелей, получают соответствующие им приведённые затраты (см. 4.2). В общем случае зависимость имеет вид, показанный на рис.22.

В общем случае сечение проводника может быть нестандартным. После того как найдено экономически целесообразное нестандартное сечение, необходимо выбрать стандартное значение.

Порядок решения задачи. Зависимость $Z = f(s)$, если известны координаты её точек, может быть выражена аналитически с определённым приближением по формуле Ньютона степенной функцией $(n - 1)$ -го порядка.

В данном случае это уравнение должно приближаться к зависимости $Z = f(s)$, проходящей через точки, соответствующие определенным стандартным сечениям проводов или жил кабелей (16, 25, 35, 50, 70 мм² и т.д.).

Каждому стандартному сечению при этом должны соответствовать определённые затраты: сечению s_1 - затраты Z_1 ; сечению s_2 - затраты Z_2 и т.д. Для расчётов часто ограничиваются тремя сечениями проводов или жил кабелей, из которых среднее даёт по отношению к крайним меньшее значение приведённых затрат. В этом случае уравнение для ежегодных затрат получают в виде

$$Z = Z_1 + A_1(s - s_1) + B_1(s - s_1)(s - s_2). \quad (3.10)$$

Решив это уравнение, получим

$$s_{э,н} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{A_1}{2B_1}, \quad (3.11)$$

где для первого сечения $A_1 = \Delta Z_1 / \Delta s_1$, для второго сечения $A_2 = \Delta Z_2 / \Delta s_2$; $\Delta Z_1 = Z_2 - Z_1$; $\Delta s_1 = s_2 - s_1$; $\Delta Z_2 = Z_3 - Z_2$; $\Delta s_2 = s_3 - s_2$; $B_1 = \Delta A_1 / \Delta s_1$.

Подставив найденные выражения для A_1 и B_1 в (4.11), получим

$$s_{э,н} = \frac{s_1 + s_2}{2} - \frac{\Delta s_1}{2\delta}; \quad \delta = \frac{\Delta Z_2}{\Delta Z_1} \cdot \frac{\Delta s_1}{\Delta s_2} - 1. \quad (3.12)$$

Применение интерполяционной методики Лагранжа для расчётов по определению экономически целесообразного сечения в системах электроснабжения даёт более точные результаты, чем интерполяционная методика Ньютона. Однако, методика Ньютона более проста в вычислении.

тельных операциях и разница в расчётах (в сравнении с методикой Лагранжа) по выбору сечений незначительна, поэтому для выбора экономически целесообразного сечения используют интерполяционную методику Ньютона.

РАЗДЕЛ 4.

Выбор электрических аппаратов.

4.1. Электродинамическое и термическое действие токов КЗ.

Электродинамическое действие токов КЗ. При коротких замыканиях в результате возникновения ударных токов КЗ в шинах и других конструкциях распределительных устройств возникают электродинамические усилия, создающие изгибающие моменты, которые приводят к механическим напряжениям в металле проводников. Механические напряжения в проводниках не должны превышать максимально допустимые, определяемые по справочнику для конкретного металла.

Электродинамическое действие ударного тока (i_y) определяется силой взаимодействия между проводниками при протекании по ним ударного тока. Наибольшая сила $F^{(3)}$, [Н], действующая на проводник средней фазы при условии их расположения в одной плоскости (без учёта механических колебаний проводников конструкции):

$$F^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,04 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-2} = 1,76 \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 10^{-2}, \quad (4.1)$$

где $\frac{\sqrt{3}}{2}$ - коэффициент, учитывающий несовпадение мгновенных значений ударного тока в фазах; l, a - длина и расстояние между токоведущими частями, см.

Изгибающий момент (M , [Н·м]) создаваемый ударным током:

$$M = \frac{F^{(3)} \cdot l}{10}. \quad (4.2)$$

Наибольшее напряжение в металлах ($MПа$) при изгибе:

$$\sigma = \frac{M}{W}, \quad (4.3)$$

где W - момент сопротивления, $см^3$; при расположении шин плашмя $W = b \cdot h^2/6$; при расположении на ребро - $W = h \cdot b^2/6$ (h - широкая часть проводника; b - узкая).

Расчётные напряжения в проводниках $\sigma_{расч.}$ должны быть меньше допустимых напряжений $\sigma_{доп.}$.

Термическое действие токов КЗ. Токоведущие части при КЗ могут нагреваться до критической температуры. Проводники термически устойчивы, если расчётная температура ($^{\circ}C$) $\tau_{расч.}$ не превышает $\tau_{доп.}$ для используемого материала (например, для медных шин $\tau_{доп.} = 300^{\circ}C$, а алюминиевых $\tau_{доп.} = 200^{\circ}C$).

Время протекания тока КЗ определяется как сумма времени действия защиты и времени выключающей аппаратуры:

$$t = t_{защ.} + t_{выкл.} \quad (4.3)$$

При проверке токоведущих частей на термическую устойчивость используют приведённое время $t_{п.}$, в течение которого установившейся ток КЗ I_{∞} выделяет тоже количество теплоты, что и изменяющийся во времени ток КЗ за действительное время t .

$$t_{п.} = t_{п.п.} + t_{п.а.}, \quad (4.4)$$

где $t_{п.п.}$, $t_{п.а.}$ - приведённое время периодической и аperiodической составляющих тока КЗ.

Если предварительно вычислены значения I_∞ и t_n , а также, зная максимально допустимую температуру проводника, можно определить его сечение ($мм^2$):

$$S_{\min} = \frac{I_\infty \cdot \sqrt{t_n}}{c}, \quad (4.5)$$

где $c = A_{\text{кон.}} - A_{\text{нач.}}$ - коэффициент разности выделенной теплоты в проводнике после и до КЗ.

4.2. Общие положения по выбору электрических аппаратов и параметров токоведущих устройств.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в условиях эксплуатации в трех основных режимах: длительном, перегрузки (с повышенной нагрузкой, которая для некоторых аппаратов достигает значения до 1,4 номинальной) и короткого замыкания.

4.2.1. Выбор электрических устройств по длительному режиму работы.

Выбор по номинальному напряжению. Электрические аппараты изначально имеют запас электрической прочности, что позволяет им работать при напряжении на 10-15% выше номинального. Поэтому в условиях эксплуатации при выборе аппаратов по напряжению используют следующие условие:

$$U_{н,у} \leq U_{н,а}, \quad (4.6)$$

где $U_{н,у}, U_{н,а}$ - номинальные напряжения установки и аппарата.

Выбор по номинальному току. Номинальным током $I_{н,а}$ аппарата называют ток, который при номинальной температуре окружающей среды может проходить по аппарату неограниченно длительное время и при этом температура наиболее нагретых частей его не превышает длительно допустимых значений. Правильный выбор аппарата по номинальному току обеспечивает отсутствие опасных перегревов частей аппарата при его длительной работе в нормальном режиме, и определяется следующим условием:

$$I_{р,м.} \leq I_{н,а}, \quad (4.7)$$

где $I_{р,м.}$ - максимальный действующий рабочий ток цепи.

Если расчётная температура окружающей среды больше 35^0C , т.е. $\theta_{о,с} \geq 35^0C$, то длительный допустимый ток аппарата рассчитывают по формуле:

$$I_\theta = I_{н,а} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп.}} - \theta_{о,с}}{\theta_{\text{доп.}} - 35}}, \quad (4.8)$$

где $\theta_{\text{доп.}}$ - допустимая температура.

Если расчётная $\theta_{о,с} < 35^0C$, то I_θ можно повысить относительно $I_{н,а}$ на 0,5% на каждый градус понижения температуры относительно 35^0C , но не более чем на 20%.

4.2.2. Выбор электрических устройств по току КЗ.

Выбранные по номинальным условиям электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства проверяют на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ. Отключающие аппараты, кроме того, должны быть проверены и по отключающей способности относительно токов КЗ.

Проверка на электродинамическую стойкость. Расчётным видом КЗ для проверки аппаратов на электродинамическую стойкость может быть трехфазное или однофазное короткое замыкание. При этом должно выполняться условие:

$$i_{н,дин.} > i_y, \quad (4.9)$$

где $i_{н,дин.}$ - амплитуда максимально допустимого тока; i_y - ударный ток.

Проверка на термическую стойкость. Для электрических аппаратов должно выполняться одно из условий:

$$\begin{cases} I_{н,Т,с}^2 \cdot t_{н,Т,с} \geq B_k; \\ I_{н,Т,с}^2 \cdot t_{н,Т,с} \geq I_\infty^2 \cdot t_n; \\ \text{или} \\ I_{н,Т,с} \geq I_\infty \cdot \sqrt{\frac{t_n}{t_{н,Т,с}}}, \end{cases} \quad (4.10)$$

где $I_{н,Т,с}$ - номинальный ток термической стойкости, который аппарат может выдержать в течение времени $t_{н,Т,с}$ (определяется по справочным данным); $B_k = \int_0^t i_k^2 \cdot dt$ - тепловой импульс, т.е. количество тепла выделенного в аппарате во время протекания тока КЗ; I_∞ - установившейся ток КЗ; t_n - приведённое время действия тока КЗ.

4.3. Выбор и проверка элементов системы электроснабжения выше 1кВ

Предохранители выбирают по номинальному току, номинальному напряжению и отключающей способности. При выборе по номинальному напряжению учитывают возможность превышения рабочего напряжения установки над номинальным напряжением на 10%.

Паспортные данные выключателя	Условия выбора и проверки
Номинальный ток $I_{н,а}$, А	$I_{н,а} \geq I_{р,м}$
Номинальное напряжение $U_{н,а}$, кВ	$U_{н,а} = U_{н,у}$
Номинальная отключающая мощность $S_{н,о}$, тыс. кВА	$S_{н,о} \geq S_{р,о}$
Номинальный отключающий ток $I_{н,о}$, кА	$I_{н,о} \geq I_{р,о}$

Условия выбора и проверки выключателей нагрузки и разъединителей (без $I_{н,о}$ и $S_{н,о}$).

Паспортные данные выключателя	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{н,а}$, кВ	$U_{н,а} \geq U_{н,у}$
Номинальный ток $I_{н,а}$, кА	$I_{н,а} \geq I_{р,м}$
Ток отключения $I_{н,о}$, кА	$I_{н,о} \geq I_{р,о}$
Мощность отключений $S_{н,о}$, МВА	$S_{н,о} \geq S_{р,о}$
Ток электродинамической устойчивости $i_{н,дин.}$, кА	$i_{н,дин.} \geq i_y$
Ток термической устойчивости $I_{н,Т,с}$ за время $t_{н,Т,с}$, кА	$I_{н,Т,с} \geq I_\infty \cdot \sqrt{\frac{t_n}{t_{н,Т,с}}}$

Условия выбора и проверки изоляторов.

Паспортные данные изолятора	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{н,а}$, кВ	$U_{н,а} \geq U_{н,у}$
Номинальный ток (для проходных изоляторов) $I_{н,а}$, А	$I_{н,а} \geq I_{р,м}$
Допустимое усилие на головку изолятора $F_{доп.}$, кгс а) для горизонтально расположенных шин;	$F_{доп.} \geq F_p^{(3)}$;

б) для горизонтально расположенных шин.	$F_{\text{доп.}} \cdot k_h \geq F_p^{(3)}$.
Допустимый ток термической устойчивости (для проходных изоляторов) $I_{н,Т,с}$, кА	$I_{н,Т,с} \geq I_\infty$

Где k_h - коэффициент дополнительного снижения нагрузки при расположении колпачков изоляторов в одной плоскости и шины на головке изоляторов на «ребро»; $F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot F_{\text{разруш.}}$ - допустимое усилие на головку изолятора, где 0,6 – коэффициент запаса.

Условия выбора и проверки трансформаторов тока.

Паспортные данные трансформатора	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{н,Т,Т}$, кВ	$U_{н,Т,Т} \geq U_{н,у}$
Номинальный ток $I_{н,1}$, А	$I_{н,1} \geq I_{р,м}$
Номинальная нагрузка (в принятом классе точности) $Z_{н2}$, Ом	$Z_{н2} \geq Z_2 \approx R_2$
Коэффициент электродинамической устойчивости K_d	$K_d = \frac{i_y}{\sqrt{2} \cdot I_{н1}}$
Коэффициент термической устойчивости K_t за время $t_{н,Т,с}$	$K_t = \frac{I_\infty}{I_{н1}} \cdot \sqrt{\frac{t_{нп}}{t_{н,Т,с}}}$

Условия выбора и проверки реакторов.

Паспортные данные реактора	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{н,р}$, кВ	$U_{н,р} = U_{н,у}$
Номинальный ток $I_{н,р}$, А	$I_{н,р} \geq I_{р,м}$
Ток электродинамической устойчивости (амплитуда) $i_{н,дин.}$, кА	$i_{н,дин.} \geq i_y$
Термическая стойкость реактора $I_{н,Т,с} \cdot \sqrt{t_{н,Т,с}}$, кАс ^{1/2}	$I_{н,Т,с} \geq I_\infty \cdot \sqrt{\frac{t_{нп}}{t_{н,Т,с}}}$
Термическая стойкость реактора при 5 сек. $I_{5,Т,с}$, кАс ^{1/2}	$I_{5,Т,с} \geq I_\infty \cdot \sqrt{\frac{t_{нп}}{5}}$
Номинальное реактивное сопротивление $x_{н,р}$, отн. ед.: а) по наибольшему допустимому току КЗ за реактором; б) по наименьшему остаточному напряжению перед реактором.	$x_{н,р} \geq (x_{\text{доп.}} - x_{\text{сущ.}}) \cdot \frac{I_{н,р} \cdot U_{н,у}}{I_6 \cdot U_{н,р}};$ $x_{н,р} \geq \frac{U_{\text{ост.доп.}} \cdot I_{н,р} \cdot U_{н,у}}{(1 - U_{\text{ост.доп.}}) \cdot I_\Sigma \cdot U_{н,р}}$

Где $x_{\text{доп.}}$, $x_{\text{сущ.}}$ - наибольшее допустимое расчётное реактивное сопротивление реактора и существующее расчётное реактивное сопротивление до реактора; I_Σ - суммарный ток КЗ от всех источников; $U_{\text{ост.доп.}} = 0,6 \cdot U_{н,у}$ - допустимое остаточное напряжение на шинах РУ.

Условия выбора трансформаторов напряжения:

Паспортные данные трансформатора	Условия проверки и выбора
По классу точности прибора (приведённая погрешность)	$\gamma_{\text{тр}} \leq \gamma_{\text{прибора}}$
Номинальное напряжение $U_{н,1}$, кВ	$U_{н,1} \geq U_{н,у}$
Нагрузка на фазу $S_{н,2}$, ВА (для соответствия классу точности сопоставляют номинальную и фактическую нагрузки, от	$S_{н,2} \geq S_{р,2} = \sqrt{P_\Sigma^2 + Q_\Sigma^2}$

подключённых приборов).	
-------------------------	--

Где $S_{н,2}, S_{р,2}$ - номинальная и расчётная нагрузка на вторичной стороне трансформатора; P_{Σ}, Q_{Σ} - суммарные активная и реактивная мощности приборов, подключенных к трансформатору, Вт и вар.

Условие выбора и проверки шин.

Паспортные данные шины или кабеля	Условия выбора и проверки
Номинальный ток I_n , А	$I_n \geq I_p$
Допустимое напряжение на изгиб, Па: а) однополосные шины; б) многополосные шины.	$\sigma_{\text{доп.}} \geq \frac{f \cdot l^2}{10W};$ $\sigma_{\text{доп.}} \geq \frac{f \cdot l^2}{10W} + \frac{f_1 \cdot l_1^2}{2h \cdot b^2}.$
Расстояние между прокладками многополосных шин l_1 , см	$l_1 \geq \lambda \cdot b^4 \cdot \sqrt{\frac{h}{f_1}}$
Сечение шины по термической стойкости $s_{Т,с}$, мм ²	$s_{Т,с} \geq \alpha \cdot I_{\infty} \cdot \sqrt{t_n}$

Где α - термический коэффициент (для меди $\alpha = 6$, для алюминия $\alpha = 11$); h – размер поперечного сечения; f и f_1 - удельные усилия между фазными шинами и полосами шин одной фазы (f определяется по (8.1)); l - расстояние между опорными изоляторами.

РАЗДЕЛ 5.

Защита элементов системы электроснабжения

В сетях напряжением до 1 кВ защиту выполняют плавкими предохранителями и расцепителями автоматических выключателей, а в сетях напряжением выше 1000 В защиту выполняют плавкими предохранителями и с помощью РЗиА (иногда высоковольтными автоматическими выключателями).

5.1. Выбор предохранителей

Предохранители – это устройства, защищающие установки от перегрузки и токов КЗ.

Принцип работы предохранителей в сетях напряжением до и выше 1000 В практически одинаков, однако в связи с высоким значением восстанавливающегося напряжения в сетях напряжением выше 1 кВ процесс гашения дуги усложняется, что отражается на размерах и конструкции предохранителя.

Основными элементами предохранителя являются плавкая вставка, включаемая в расщепку защищаемой цепи, и дугогасительное устройство, гасящее возникшую после перегорания плавкой вставки дугу. Вставка выполняется в виде тонкой проволоки или пластинки специальной конфигурации, которая выбирается с высокой проводимостью и низкой температурой плавления. Расплавление вставки должно проходить за возможно меньший промежуток времени, чтобы не подвергать электроустановку воздействию больших токов. Ток и время плавления зависят от материала вставки, площади её поперечного сечения, длины, температуры окружающей среды, состояния контактов предохранителя и т.д. Металл плавкой вставки – медь, серебро, цинк, свинец. Для уменьшения объёма расплавленного металла, а также для увеличения быстродействия при КЗ плавкие вставки изготавливают с несколькими параллельными ветвями, что улучшает условие охлаждения вставки и лучше используется объём патрона для рас-

сеяния энергии дуги. Конструкция плавкой вставки предусматривает несколько коротких и узких перешейков, представляющих значительное сопротивление и ограничивающих ток, что увеличивает разрывную способность и снижает время срабатывания предохранителя.

Основными его характеристиками являются номинальный ток плавкой вставки $I_{\text{ном. вст.}}$, номинальный ток предохранителя $I_{\text{ном. пр.}}$, номинальное напряжение предохранителя $U_{\text{ном. пр.}}$, номинальный ток отключения предохранителя $I_{\text{ном. откл.}}$, защитная (времятоковая) характеристика предохранителя.

Номинальным током плавкой вставки называют ток, на который рассчитана плавкая вставка для длительной работы в нормальном режиме. Номинальный ток предохранителя – это ток, при длительном протекании которого не наблюдается перегрева предохранителя в целом. Необходимо иметь в виду, что в предохранителе может использоваться плавкая вставка с номинальным током, меньшим номинального тока предохранителя. Номинальное напряжение предохранителя определяет конструкцию предохранителя и длину плавкой вставки. Отключающая способность предохранителя характеризуется номинальным током отключения, являющимся наибольшим током КЗ, при котором предохранитель разрывает цепь без каких-либо повреждений, препятствующих его дальнейшей работе после смены плавкой вставки.

Наибольшее распространение в сетях напряжением до 1 кВ получили предохранители типа НПН (насыпной неразборный) и типа ПН2 (насыпной разборный).

Различают плавкие предохранители инерционные (типа ИП), способные выдерживать значительные кратковременные перегрузки, и безынерционные (типов НПН, ПН2) с ограниченной способностью к перегрузкам.

К предохранителям предъявляется ряд требований, основными из которых являются следующие: ампер-секундная характеристика предохранителя должна проходить возможно ближе (но ниже) к характеристике защищаемого объекта; предохранители должны срабатывать селективно; характеристика его должна быть стабильной и разброс параметров не должен нарушать его защитные свойства.

Основной характеристикой предохранителя является его токовременная характеристика, т.е. зависимость времени плавления вставки от протекающего тока (рис.23). При небольших перегрузках $(1,5 \div 2,0)I_{\text{ном. вст.}}$ нагрев предохранителя протекает медленно.

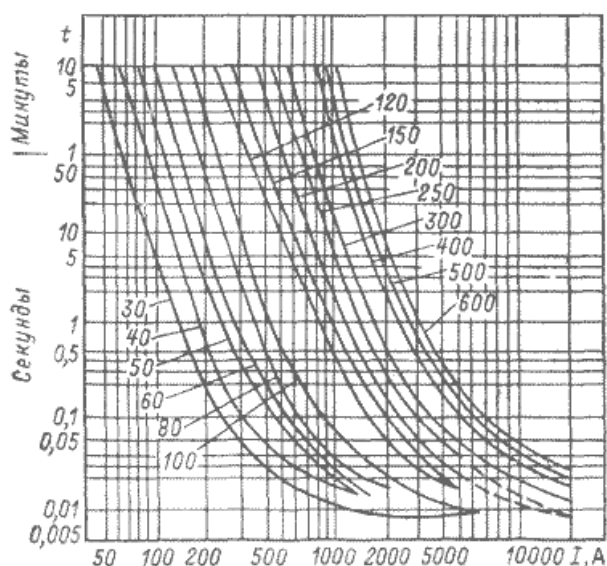


Рис.23. Токовременные характеристики предохранителей

Основным параметром предохранителя при коротком замыкании является предельный ток отключения – ток, который он может отключить при восстанавливаемом напряжении, равном рабочему напряжению.

Полное время работы предохранителя определяется как

$$t_p = t_{\text{пл.}} + t_{\text{перех.}} + t_{\text{дуги}}, \quad (5.1)$$

где $t_{\text{пл.}}$ – время нагрева вставки до температуры плавления; $t_{\text{перех.}}$ – время перехода из твердого состояния в жидкое; $t_{\text{дуги}}$ – время гашения дуги.

Для предохранителей с воздухом полное время определяется по формуле:

$$t_p = \left(A' + \frac{A''}{n} \right) \frac{s^2}{I_k^2} k_0, \quad (5.2)$$

где A' и A'' – постоянные, определяемые только физическими характеристиками материала вставки; s – сечение плавкой вставки; I_k – ток КЗ; k_0 – коэффициент, учитывающий длительность процесса гашения ($k_0 = 1,2 \div 1,3$); n – коэффициент, учитывающий преждевременное разрушение вставки ($n = 3$). В предохранителях с мелкозернистым наполнителем разрушение вставки до полного её плавления менее вероятно и определяется временем

$$t_p = (A' + A'') \frac{s^2}{I_k^2} k_d, \quad (5.3)$$

где k_d – коэффициент, учитывающий время горения дуги.

Наличие суженных перешейков позволяет резко снизить время с момента начала КЗ до появления дуги, т.е. процесс гашения дуги начинается ещё до установившегося тока КЗ. Современные средства дугогашения позволяют погасить её за тысячные доли секунды. Таким образом, предохранитель может отключить повреждённую цепь с токоограничением.

Для получения избирательного действия защиты, выполненной последовательно включенными предохранителями, необходимо, чтобы при максимальном токе КЗ время отключения, определяемое по защитной характеристике предохранителя, более удаленного от места повреждения, было не менее чем в 3 раза больше времени отключения предохранителя, расположенного вблизи точки КЗ.

Выбор предохранителей производят по условиям:

$$\left. \begin{array}{l} U_{\text{ном. пр.}} \geq U_c; \\ I_{\text{откл. ном.}} \geq I_{\text{к. max}}; \\ I_{\text{ном. пр.}} \geq I_{\text{р. max}}. \end{array} \right\} \quad (5.4)$$

Плавкую вставку для инерционных предохранителей выбирают по длительно допустимому току линии

$$I_{\text{ном. вст.}} \geq I_{\text{р. max}}, \quad (5.5)$$

а для безынерционных предохранителей с учетом следующих условий:

$$\left. \begin{array}{l} I_{\text{ном. вст.}} \geq I_{\text{р. max}}; \\ I_{\text{ном. вст.}} \geq (i_{\text{п}} / K_{\text{пуск}}). \end{array} \right\} \quad (5.6)$$

В (5.4) – (5.6) приняты обозначения: U_c – номинальное напряжение сети; $I_{\text{к. max}}$ – максимальный ток КЗ сети; $I_{\text{р. max}}$ – максимальный рабочий ток сети; $i_{\text{п}}$ – пусковой ток одного двигателя, равный $i_{\text{п}} = I_{\text{ном.}} K_{\text{пуск}}$ [для группы двигателей вместо пускового тока принимают пиковый ток, определяемый по выражению: $I_{\text{пик}} = i_{\text{п, м}} + (I_{\text{р}} - k_{\text{и, а}} \cdot i_{\text{н, м}})$, где $i_{\text{п, м}}$ – наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным; $i_{\text{н, м}}$ – номинальный (приведённый к ПВ=100%) ток двигателя с наибольшим пусковым током; $k_{\text{и, а}}$ – коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток; $I_{\text{р}}$ – расчётный ток нагрузки группы приёмников]; $I_{\text{ном.}}$ – номинальный ток двигателя; $K_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока; для режима пуска неотключаемых потребителей, если необходимо, обеспечить их самозапуск,

$I_{\text{пик.}} = \sum_{i=1}^n i_{\text{п.и}} ; i_{\text{п.и}}$ – пусковой ток i -го самозапускающегося двигателя; $K_{\text{пер.}}$ – коэффициент перегрузки, учитывающий превышение тока двигателя сверх номинального значения в режиме пуска и принимаемый 1,6–2 для тяжелых и 2,5 для легких условий пуска.

Кроме указанных условий, токи плавких вставок должны соответствовать кратностям допустимых длительных токов ($K_{\text{с.н}} I_{\text{доп.}} \geq K_{\text{заш.}} I_{\text{з}}$, где $K_{\text{с.н}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей; $I_{\text{доп.}}$ – длительно допустимый ток проводника; $K_{\text{заш.}}$ – коэффициент защиты, представляет собой отношение длительного тока для провода или жил кабеля к параметру защитного устройства, определяемого по табл. 11.1; $I_{\text{з}}$ – параметр защитного устройства (ток срабатывания, номинальный ток) и кратностям токов однофазных КЗ в сетях с заземлённой нейтралью ($I_{\text{к}}^{(1)} \geq K_{\text{з,0}} I_{\text{ном. вст.}}$, где $I_{\text{к}}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ, $K_{\text{з,0}}$ – кратность тока замыкания, $K_{\text{з,0}} = 3$ – в помещениях с нормальной средой и $K_{\text{з,0}} = 4$ – в помещениях со взрывоопасной средой).

Если предохранитель защищает магистраль, питающую несколько электродвигателей или смешанную нагрузку, то вставка может быть выбрана так же по условию:

$$I_{\text{ном. вст.}} \geq \frac{I_{\text{п}}}{K_{\text{пер.}}} + K_0 \sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{р. макс. } i}, \quad (5.7)$$

где $I_{\text{п}}$ – пусковой ток наиболее мощного электродвигателя; K_0 – коэффициент одновременности работы электродвигателей; n – количество электродвигателей, питающихся от магистрали; $I_{\text{р. макс. } i}$ – максимально рабочий ток i -го электродвигателя.

Поскольку в КЗ цепи резко падает напряжение и контакторы могут отключиться раньше, чем сработает предохранитель, плавкую вставку можно выбрать по току КЗ на выводах обмотки статора, т.е.:

$$I_{\text{ном. вст.}} \leq \frac{I_{\text{к}}^{(3)}}{\alpha}, \quad (5.8)$$

где $K_{\text{пер.}} = 20 \div 25$.

Если магнитный пускатель или контактор установлен на щите или на кабельной сборке вблизи предохранителя, то $K_{\text{пер.}} = 10 \div 15$, так как при КЗ на выводах защищаемого электродвигателя остаточное напряжение в месте установки контактора будет больше напряжения его отпадания, т.е. $(0,4 \div 0,6)U_{\text{ном.}}$.

Если предохранители используются для обеспечения селективности, то необходимо согласовать их характеристики, т.е. сопоставить сечения плавких вставок, учитывая материал, из которого они изготовлены, т.е. найти коэффициент

$$\beta = \frac{s_1}{s_2}, \quad (5.9)$$

где s_1 – сечение плавкой вставки, ближе расположенной к источнику питания; s_2 – сечение плавкой вставки, расположенной ближе к нагрузке.

Значение β сравнивают с каталожным. Если $\beta \geq \beta_{\text{каталож.}}$, то селективность будет обеспечена.

Ток плавкой вставки предохранителя, защищающего конденсаторную батарею, выбирают с учётом отстройки от токов включения и разряда конденсаторов:

$$I_{\text{ном. вст.}} \leq 1,6n \frac{Q_{\text{ном. к}}}{\sqrt{3}U_{\text{л}}}, \quad (5.10)$$

где n – общее количество конденсаторов в батарее во всех фазах, шт.; $Q_{\text{ном. к}}$ – номинальная мощность одного конденсатора, квар; $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение сети, кВ.

Таблица 5.1 Значения коэффициентов защиты

Ток I_3 и тип защитного аппарата	Коэффициенты защиты $K_{\text{защ}}$, отн. ед.			
	Для сетей, где предусматривается обязательная защита от перегрузок			Для сетей, где защита от перегрузки не требуется
	проводники с резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией		кабели с бумажной изоляцией	
	взрыво- и пожароопасные помещения	не взрыво- и не пожароопасные помещения промышленных предприятий		
Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя с нерегулируемой обратной зависимостью от тока характеристикой (независимо от наличия или отсутствия отсечки)	1	1	1	1
Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой, обратной зависимостью от тока характеристикой (при наличии на автоматическом выключателе отсечки её кратность тока не ограничивается)	1	1	0,8	0,66
Ток срабатывания автоматического выключателя, имеющего только максимальный мгновенно действующий расцепитель	1,25	1	1	0,22
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей	1,25	1	1	0,33

5.2. Выбор автоматических выключателей.

Наряду с плавкими предохранителями в установках напряжением до 1 кВ широко применяют автоматические воздушные выключатели, выпускаемые в одно-, двух- и трёхполюсном исполнении, постоянного и переменного тока.

Автоматические выключатели снабжают специальным устройством релейной защиты, которое в зависимости от типа выключателя выполняют в виде токовой отсечки, максимальной токовой защиты или двухступенчатой токовой защиты. Для этого используют электромагнитные и тепловые реле. Такие реле называют расцепителями.

Конструктивно автоматические выключатели намного сложнее предохранителей и представляют собой сочетание выключателя и расцепителя.

Номинальным током автоматического выключателя $I_{\text{ном. а}}$ называют наибольший ток, при протекании которого выключатель может длительно работать без повреждений. Номинальным напряжением автоматического выключателя $U_{\text{ном. а}}$ называют указанное в паспорте напряжение, равное напряжению электрической сети, для работы в которой этот выключатель предназначен. Номинальным током расцепителя $I_{\text{ном. р}}$ называют указанный в паспорте ток,

длительное протекание которого не вызывает срабатывание расцепителя. Током уставки расцепителя называют наименьший ток, при протекании которого расцепитель срабатывает.

Выбор автоматических выключателей. При выборе уставок тока срабатывания автоматических выключателей необходимо учитывать различия в характеристиках и погрешности в работе расцепителей выключателей. Существуют следующие требования к выбору автоматических выключателей:

- номинальное напряжение выключателя не должно быть ниже напряжения сети;
- отключающая способность должна быть рассчитана на максимальные токи КЗ, проходящие по защищаемому элементу;
- номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчётного тока нагрузки, длительно протекающего по защищаемому элементу:

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{р. max}} \quad (5.11)$$

Автоматический выключатель не должен отключаться в нормальном режиме работы защищаемого элемента, поэтому ток уставки замедленного срабатывания регулируемых расцепителей следует выбирать по условию

$$I_{\text{ном.р}} \geq (1,1 \div 1,3) I_{\text{р. max}} \quad (5.12)$$

[для автоматических выключателей с нерегулируемым тепловым разделителем достаточно выполнения условия (5.11)];

при допустимых кратковременных перегрузках защищаемого элемента автоматический выключатель не должен срабатывать; это достигается выбором уставки мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя по условию:

$$I_{\text{ном.р,э}} \geq (1,25 \div 1,35) i_{\text{п}} \quad (5.13)$$

где $i_{\text{п}}$ – определяется так же, как и при выборе предохранителей.

Для обеспечения избирательного действия последовательно установленных автоматических выключателей их защитные характеристики на карте селективности не должны пересекаться, причём уставки тока расцепителей замедленного и мгновенного действия у выключателя, расположенного ближе к источнику питания, должны быть больше в 1,5 раза, чем у более удалённого выключателя.

При совместной работе автоматических выключателей, принадлежащих к одной серии, избирательность их действия в результате погрешностей в работе и одинаковых защитных характеристик не обеспечивается. В этом случае применяют выключатели, принадлежащие к разным сериям или выключатели с избирательными расцепителями.

Расцепители выключателей с уставками, выбранными по условию избирательности, должны удовлетворять требованиям чувствительности, которые сводятся к следующему: минимальный ток КЗ (обычно рассматривают однофазное КЗ) в самой удаленной точке защищаемой линии должен быть больше номинального тока расцепителя замедленного срабатывания не менее чем в 3 раза, а для выключателей, имеющих только расцепители мгновенного срабатывания, минимальный ток КЗ в самой удаленной точке линии должен превышать ток уставки мгновенного срабатывания не менее чем в 1,4 раза для выключателей с номинальным током до 100 А и 1,25 раза для всех других выключателей.

На промышленных предприятиях применяют автоматические выключатели серий АВМ, «Электрон», АЗ700, АЕ-200 и др.

Автоматические выключатели серии АВМ изготавливают двух- и трёхполюсными. По способу установки бывают невыдвижные с передним присоединением шин и выдвижные с втычными контактами, расположенными с обратной стороны панели. Максимальная отключающая способность таких выключателей составляет $I_{\text{откл. а}} = 20$ кА для переменного и $I_{\text{откл. а}} = 30$ кА для постоянного тока. Автоматический выключатель содержит настраиваемый максимальный электромагнитный расцепитель с часовым механизмом. При перегрузках обратная зависимость от тока выдержка времени, создаваемая часовым механизмом, регулируется у избирательных выключателей серий АВМ-4С, АВМ-10С, АВМ-15С в пределах от нуля до $2I_{\text{ном. а}}$,

а у выключателей серии АВМ-20С – до $1,5I_{\text{ном. а}}$. Уставка на ток срабатывания при КЗ (отсечка) регулируется у выключателей данной серии в пределах, указанных в справочной литературе. При токах, больших предельных уставок, неизбирательные выключатели срабатывают мгновенно, а избирательные – с независимой от тока выдержкой времени в пределах 0,25–0,4 или 0,4–0,6 с, создаваемой анкерным механизмом.

Автоматические выключатели серии АВМ имеют невысокую коммутационную способность, ограниченную возможность регулирования защитных характеристик и недостаточные токи и напряжения. С целью устранения перечисленных недостатков разработаны двух- и трёхполюсные автоматические выключатели серии Э–«Электрон», рассчитанные на номинальные напряжения: переменное 660 В и постоянное 400 В и токи расцепителей максимального тока 250–4000 А. Имеется стационарное и выдвижное исполнение выключателей с механической блокировкой, фиксаторами в рабочем, контрольном и ремонтном положениях, с подвижными и неподвижными штепсельными контактами. Защитные характеристики автоматических выключателей серии «Электрон» для разных уставок тока срабатывания приведены на рис.24.

Расцепители максимального тока имеют полупроводниковый блок защиты. Они исполняются мгновенного и замедленного действия с регулировкой пяти следующих уставок: 1 – на ток срабатывания в пределах (0,8; 1; 1,2; 1,5) $I_{\text{ном. а}}$ при перегрузках; 2 – на ток срабатывания $4I_{\text{ном. а}}$ или $8I_{\text{ном. а}}$ при КЗ и $12I_{\text{ном. а}}$ для выключателей имеющих три первых меньших значения номинального тока; 3 – на время срабатывания 100, 150, 200 с при $I_{\text{ном. а}}$; 4 – на время срабатывания 4, 10, 20 с при $6I_{\text{ном. а}}$; 5 – на время срабатывания 0,25; 0,45; 0,7 с при КЗ.

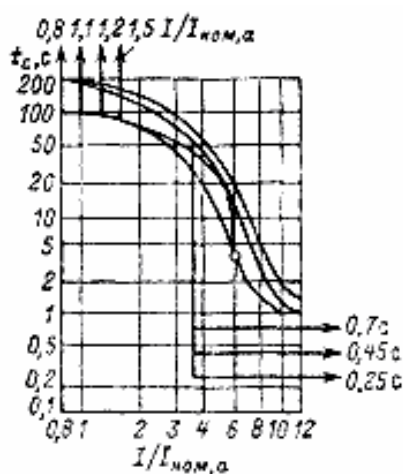


Рис.24. Защитные характеристики автоматических выключателей серии «Электрон», приведённые для разных уставок тока срабатывания при перегрузках и КЗ

Автоматические выключатели серии АЗ700, двух- и трёхполюсные, рассчитаны на диапазон токов 160–630 А. Для получения хороших защитных характеристик в конструкции выключателя применён блок защиты на полупроводниковых приборах, получающий сигнал от измерительного органа и передающий команду на отключение независимому электромагнитному расцепителю. Выключатели выпускают токоограничивающими и избирательными. Различают два вида токоограничивающих выключателей.

1. С полупроводниковым и электромагнитным расцепителями максимального тока (АЗ710Б – АЗ740Б). На полупроводниковом расцепителе имеется зона регулирования при перегрузках и зона регулирования при КЗ. В первом случае время срабатывания может регулироваться в пределах 4, 8, 16 с, во втором случае при токе срабатывания $(3–10)I_{\text{ном. а}}$ выключатель срабатывает без выдержки времени.

2. С электромагнитным расцепителем максимального тока (А37115–А37425).

В обоих случаях на электромагнитном расцепителе ток срабатывания уставки равен $10I_{ном.р}$.

У избирательных автоматических выключателей на полупроводниковом расцепителе имеется зона регулирования тока срабатывания при перегрузке с временем срабатывания 4, 8, 16 с и зона регулирования при КЗ с уставкой тока срабатывания $(3-10)I_{ном.р}$ и регулированием времени срабатывания 0,1; 0,25; 0,45 с, электромагнитный расцепитель в этом случае отсутствует.

Автоматические выключатели серии АЕ-1000 выпускают однополюсными с тепловыми расцепителями на номинальные токи 6, 10, 16, 20, 25 А, с электромагнитными расцепителями с отключением без выдержки времени при токах более $18I_{ном.р}$ и с комбинированными расцепителями. Основное назначение этих выключателей – защита осветительных сетей.

Серия одно-, двух- и трёхполюсных автоматических выключателей АЕ-2000 на токи 25, 63, 100 А с расцепителями максимального тока 0,6 А, с добавочными расцепителями и вспомогательными контактами в разных исполнениях предназначена для применения в промышленности.

РАЗДЕЛ 6.

Основы релейной защиты.

В сетях промышленных предприятий для защиты линий, трансформаторов, двигателей и преобразовательных агрегатов применяют релейную защиту (основной вид электрической автоматики), которая призвана ограничить или полностью устранить в системе электроснабжения возможные нарушения нормального режима работы.

6.1. Требования к релейной защите, основные понятия и определения

Аварийные режимы, в системах электроснабжения промышленных предприятий, могут вызывать повреждения оборудования и нарушения синхронизма работы генераторов электростанций. Для предотвращения последствий и развития нештатных (аварийных) ситуаций используют совокупность автоматических устройств, которые объединяют под общим названием релейная защита (РЗ).

Устройства РЗ состоят из отдельных функциональных элементов, связанных между собой общей схемой (рис.25) и предназначенных для решения стоящих перед ними задач.

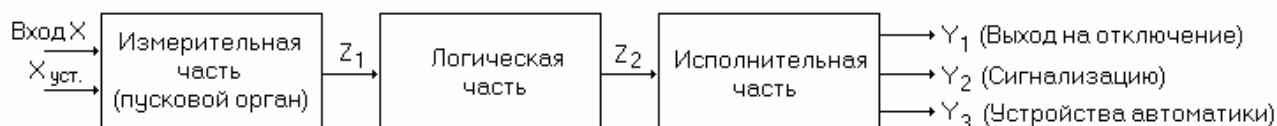


Рис.25. Структура РЗ.

Входной (воздействующей) величиной для РЗ является электрический параметр, определяемый типом релейной защиты. Так, например, для максимально токовых защит, таким параметром является ток (I), проходящий через защищаемый элемент электроэнергетической системы (ЭЭС). Если величина I превысит установленное значение ($I_{уст.}$), то происходит срабатывание пускового органа РЗ. Выходной сигнал с этого блока (Z_1) поступает на логическую часть защиты (например, реле времени). При срабатывании логической части защиты выраба-

тывается сигнал Z_2 , поступающий на исполнительную часть защиты, выполняющую функцию усилительного органа (например, промежуточное реле).

При реализации более сложных видов защит, в качестве входных параметров могут использоваться несколько воздействующих величин.

Релейная защита должна удовлетворять следующим требованиям:

1. Селективность (избирательность) – способность РЗ отключать только защищаемый элемент ЭЭС, несмотря на то, что ток КЗ протекает и по другим неповреждённым элементам.
2. Быстродействие – способность с минимально допустимым временем производить отключение повреждённого участка.
3. Надёжность – способность защиты безотказно действовать в пределах установленной для неё зоны и не должна срабатывать ложно в режимах, при которых действие данной РЗ не предусмотрено.
4. Чувствительность – способность РЗ реагировать на те отклонения от нормального режима, которые возникают в результате повреждения. Например. На рис.26 изображён участок ЭЭС с установленными токовыми защитами РЗ1 и РЗ2, которые отличают нормальный режим от режима КЗ по возрастанию тока.

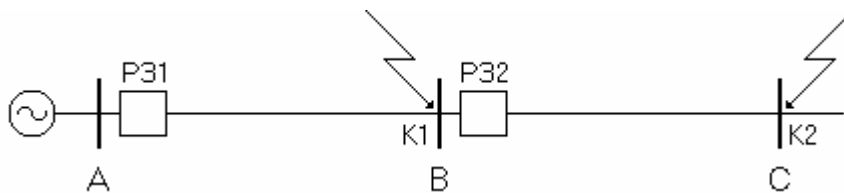


Рис.26. Схема участка ЭЭС и размещение токовых защит.

РЗ1 служит для защиты линии АВ, а РЗ2 – ВС. Однако в случае возникновения на шине С (в точке К2) КЗ и отказе защиты РЗ2 ликвидация повреждения должна осуществляться РЗ1, т.е. РЗ1 должна «чувствовать» КЗ в конце смежной линии, чтобы она смогла выполнить функции резервирования РЗ2.

Для токовой защиты ток срабатывания защиты $I_{сз}$ - наименьший первичный ток, при котором приходит в действие пусковой орган защиты. $I_{сз}$ должен быть меньше $I_{кз}$. Для защит от междуфазных КЗ чувствительность проверяется по наименьшему току для двухфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{кз}^{(3)}, \quad (6.1)$$

$$\text{где } I_{кз}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (z_c + z_{ээс})} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot z_{кз}}.$$

Коэффициент чувствительности ($K_{ч}$) защиты характеризует отношение величины контролируемого параметра в режиме КЗ к величине порога срабатывания защиты, т.е. $K_{ч}$ определяет, во сколько раз минимальный ток КЗ больше $I_{сз}$:

$$K_{ч}^1 = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}. \quad (6.2)$$

$K_{ч}^1 \geq 1,5$ для основных защит (для К1 РЗ1 является основной, см. рис. 2). $K_{ч}^1 \geq 1,2$ для резервной защиты (для К2 РЗ1 является резервной).

В качестве измерительных преобразователей (датчиков) для РЗ используют трансформаторы тока и напряжения. В устройствах релейной защиты обмотки трансформаторов тока (ТА) и реле соединяются по определённым схемам. Поведение реле, при этом, зависит от характера

распределения тока по обмоткам реле при различных видах КЗ. При выполнении максимальных токовых защит (МТЗ) и токовых отсечек (ТО) используют следующие схемы:

1. Трёхфазная трёхлинейная схема полной звезды для защит сетей с глухозаземлённой нейтралью от всех видов КЗ (рис.27а).

2. Двухфазная двухрелейная (трёхлинейная) в схемах в качестве защиты от междуфазных замыканий в сетях с изолированной нейтралью (рис.27б).

3. Двухфазная однорелейная схема в качестве защиты от междуфазных КЗ для неотвечественных потребителей (рис.27в).

4. Фильтр токов нулевой последовательности для выполнения защит от замыканий на землю в сети с глухозаземлённой нейтралью (рис.27г).

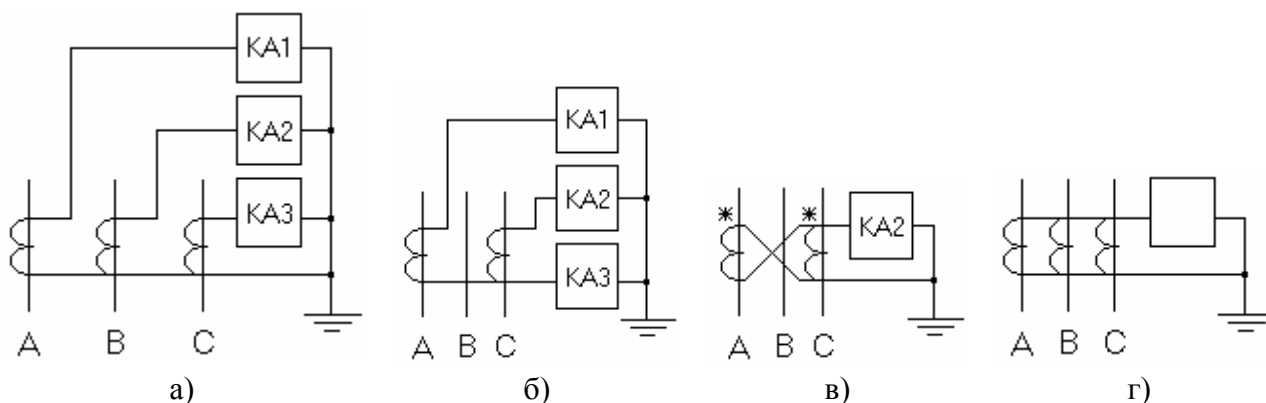


Рис. 27. Схемы соединения ТА и обмоток реле:

а – трёхфазная трёхлинейная схема полной звезды; б – двухфазная двухрелейная; в - двухфазная однорелейная; г – фильтр токов нулевой последовательности.

Для питания цепей релейной защиты, автоматики и измерения обмотки трансформаторов напряжения (ТУ) соединяют по определённым схемам. Выбор схемы зависит от того, какое напряжение необходимо получить – фазное, линейное или напряжение нулевой последовательности (рис.28).

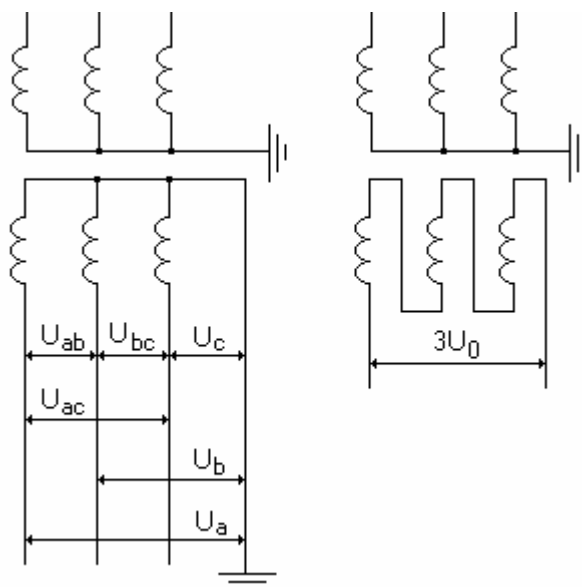


Рис.28. Схемы соединения ТУ.

6.2. Классификация РЗ.

По элементной базе.

Варианты построения РЗ.

1. На микропроцессорной базе. Современное развитие РЗ основано на использовании микроконтроллеров и ЭВМ, которые позволяют осуществлять реализацию арифметико-логического преобразования информации о состоянии ЭЭС с помощью аналитических выражений.



Важным достоинством использования электронных вычислительных машин является возможность выполнения защиты любой сложности с применением автоматического тестового контроля. Недостатком является относительно низкая надёжность и сложность аппаратуры.

2. На полупроводниковой базе. Полупроводниковые диоды и триоды стали основой создания релейной защиты и автоматики второго поколения. Использование полупроводниковой элементной базы в устройствах релейной защиты и автоматики позволяет повысить их быстродействие, уменьшить массу и габаритные размеры. Наиболее существенный недостаток полупроводников - зависимость их параметра от температуры.

3. На простейших устройствах, использующие электромеханические и электротепловые элементы (электромеханические реле).

По принципу действия электромеханических реле.

1. Электромагнитные. При прохождении по обмотке реле тока возникает магнитный поток Φ , замыкающийся через магнитопровод электромагнита, воздушный зазор и якорь. При этом создается электромагнитная сила, стремящаяся притянуть якорь реле к электромагниту - обусловить действие.

2. Индукционные. Работа индукционных реле основана на взаимодействии переменных магнитных полей неподвижных обмоток с токами, индуцированными этими полями в подвижном элементе (диске или цилиндрическом роторе). На индукционном принципе выполняются реле переменного тока.

3. Магнитоэлектрические, движение элементов воспринимающего органа происходит за счёт взаимодействия магнитного поля и контура с током чувствительного элемента.

4. Электродинамические. Движение элементов воспринимающего органа обеспечивается электродинамическим взаимодействием токов, протекающих по катушкам чувствительного элемента.

5. Поляризованные, движение элементов воспринимающего органа происходит за счёт взаимодействия основного магнитного потока, создаваемого катушкой чувствительного элемента, и дополнительного поляризирующего потока постоянного магнита.

6. Тепловые. Действие, которых обусловлено изменением характеристик чувствительных элементов вследствие их нагрева (непосредственно протекающим по ним током или теплом, выделяемым током в цепи входного сигнала).

7. Электронные, воздействие на исполнительный орган происходит за счёт электронных явлений в воспринимающем органе реле.

По физической величине.

Токовые; напряжения; мощности; сопротивления; частоты; времени; фазовые.

По реакции на изменение входных физических величин

- Максимального действия, которые реагируют на появление или возрастание (до заданного предела) входной величины.

- Минимального действия, реакция которых возникает при исчезновении или уменьшении (до заданного предела) входной величины.

- Направленного действия, срабатывают при изменении направления действия входной величины.

- Дифференциальные, которые реагируют на возникновение разности значений двух величин.

- Балансные, реагирующие на сумму или разность воздействий двух или нескольких чувствительных элементов.

- Регулировочные, реагирующие на любые отклонения входной величины от заданного значения.

По принципу воздействия исполнительного органа на управляемую цепь.

Контактные; бесконтактные; управляющие входной цепью, за счёт изменения параметров элементов исполнительного органа.

По способу действия на управляющий объект

1. Прямого действия, исполнительный орган такого реле воздействует непосредственно на управляемый объект.

2. Косвенного действия, исполнительный орган данных реле воздействует на управляемый объект через другие аппараты.

По времени действия

- безинерционные, время действия колеблется на уровне тысячных долей секунды.

- быстродействующие, время действия порядка двух периодов электрического тока частотой 50Гц (до 0,05с).

- обыкновенные, время действия находится в пределах от 0,05 до 0,25с.

- замедленного действия, время действия таких реле превышает 0,25с.

По способу включения чувствительного элемента

1. Первичные. Чувствительные элементы таких реле включаются непосредственно в цепь вводных величин.

2. Вторичные. Чувствительные элементы этих реле включаются через преобразователи.

3. Промежуточные. Входные цепи промежуточных реле являются выходными цепями предыдущих реле, а выходные цепи - входными цепями последующих реле.

По роду оперативного тока

На постоянном и переменном токе.

По назначению

1. Устройства автоматического управления. Использование противоаварийной автоматики; устройств автоматического включения резерва, автоматического повторного включения, автоматической частотной разгрузки.

2. Устройства автоматического регулирования. Использование автоматических синхронизаторов позволяет полностью автоматизировать регулирование возбуждения синхронных машин, а также включение их в параллельную работу, что позволяет (при резерве активной мощности) поддерживать баланс мощности в системах электроснабжения при аварийных ситуациях.

3. Автоматизированные системы управления. Наличие устройств п.1 и 2 позволяет осуществлять управление ЭЭС и обеспечивать экономичность нормальных режимов её работы.

По типу

- Основная защита. Она предназначена для действия при КЗ в пределах всего защищаемого элемента со временем, меньшим, чем у других защит.

- Резервная защита, которая работает вместо основной защиты в случае её отказа или вывода из работы.

По способу обеспечения селективности при внешних К.З.

1. Защиты с относительной селективностью. В эту группу входят токовые, токовые направленные и дистанционные защиты. Для всех этих защит время срабатывания зависит от рас-

стояния между местом её включения и точкой короткого замыкания. С увеличением расстояния увеличивается и время срабатывания.

2. Защиты с абсолютной селективностью основаны на сравнении однородных электрических величин по концам защищаемого участка или в соответствующих ветвях параллельно соединенных элементов электрической установки, или же в нескольких элементах, присоединённых к общим шинам.

По характеру выдержек времени

1. Ступенчатые защиты. Каждая ступень характеризуется своей выдержкой времени на защищаемой зоне.

2. Непрерывные защиты. Зависимые характеристики выдержек времени на различных ступенях защиты.

3. Комбинированные защиты.

По виду защит

1. Токовые защиты. Содержат три ступени, являются относительно селективными и могут осуществлять как ближнее, так и дальнее резервирование. Быстродействующая первая ступень защиты – токовая отсечка без выдержки времени – имеет только измерительный орган, а вторая и третья ступени – токовая отсечка с выдержкой времени и максимальная токовая защита – содержат два органа: измерительный и выдержкой времени. Вторую ступень выполняют с независимой от тока выдержкой времени, а третью – с независимой и зависимой. Функции измерительного органа выполняют реле тока, входящие в измерительную часть схемы. Они реагируют на повреждения или нарушения нормального режима работы и вводят в действие орган выдержки времени. Для повышения чувствительности защиты иногда используют комбинированный измерительный орган, в котором наряду с реле тока имеются реле напряжения.

В схемах токовых защит имеются также вспомогательные реле. Вместе с реле времени они образуют логическую часть схемы. Промежуточные реле облегчают работу контактов основных органов защиты и, вводя некоторое замедление, предотвращает действие токовой отсечки без выдержки времени при работе трубчатых разрядников. Указательное реле позволяет контролировать срабатывание защиты.

2. Токовые направленные защиты. Для селективного действия в сетях с двусторонним питанием токовая защита дополняется измерительным органом направления мощности. Такая защита называется токовой направленной. Данный тип защиты обычно выполняется трёхступенчатой с относительной селективностью. В отличие от токовой защиты токовая направленная реагирует не только на абсолютное значение тока в защищаемом элементе, но и на его фазу относительно напряжения на шинах у места установки защиты, т.е. действует в зависимости от направления мощности при КЗ. Селективное действие защиты обеспечивается соответствующим включением органа направления мощности и выбором выдержки времени.

3. Дистанционные защиты. В схемах электроснабжения в зависимости от режима работы и вида короткого замыкания изменяются токи повреждения, поэтому чувствительность токовых и токовых направленных защит, зоны действия отсечек не остаются постоянными. В минимальном режиме работы системы электроснабжения они могут оказаться недостаточными. В сложных сетях максимальная токовая направленная защита не всегда удовлетворяет требованиям селективности и быстродействия. В связи с этим желательно иметь защиту, характеристическая величина которой не зависит от режима работы системы электроснабжения, а время действия защиты определяется только расстоянием от места её установки до места короткого замыкания. Такой защитой является дистанционная защита. Она реагирует на отношение напряжения к току в месте установки защиты. Это отношение называется сопротивлением на зажимах реле защиты. При соответствующем включении реле это сопротивление пропорционально расстоянию от места установки защиты до места КЗ и не зависит от режима работы системы электроснабжения.

Дистанционная защита обычно выполняется трёхступенчатой с относительной селективностью. Параметрами каждой ступени является длина защищаемой зоны и время срабатывания.

По характеристикам выдержек времени её первая, вторая и третья ступени аналогичны соответствующим ступеням токовой защиты.

4. Дифференциальные токовые защиты. Для защиты элементов электрических установок широко используется дифференциальный принцип (сравнение токов), на котором осуществляются продольные (в начале и конце защищаемой зоны) и поперечные (сравнение токов в параллельных ветвях защищаемого участка сети) дифференциальные защиты с абсолютной селективностью.

6.3. Максимальные токовые защиты.

Принцип действия основан на то, что при возникновении КЗ ток увеличивается и начинает превышать ток нагрузочного режима. Селективность действия при этом достигается выбором выдержек времени.

В пределах каждого элемента МТЗ устанавливается как можно ближе к источнику питания.

Схемы МТЗ классифицируются по ряду признаков:

1. способу питания оперативных цепей (МТЗ на постоянном или переменном токе);
2. способу воздействия на привод выключателя – прямого или косвенного действия;
3. характеру зависимости выдержки времени от тока – защиты с независимой и зависимой выдержкой времени;
4. способу соединения обмоток ТА и обмоток реле;
5. назначению – защиты от КЗ и защиты от перегрузок током.

В качестве пусковых органов (ПО) МТЗ используют токовые реле.

6.3.1. Расчёт параметров МТЗ.

Для того чтобы защита работала при КЗ и не работала в нормальных режимах необходимо определять ток срабатывания защиты - $I_{сз}$.

$I_{сз}$ - это наименьший первичный ток, необходимый для действия ПО защиты. При этом необходимо обеспечить несрабатывание МТЗ при максимальных токах ($I_{\max \text{ нагр.}}$) и пусковых токах ($I_{\text{пуск.}}$) нагрузки. Для этого необходимо выполнение следующих условий:

1. $I_{сз} > I_{\max \text{ нагр.}}$ - пусковые органы защит не должны приходить в действие при максимальном рабочем токе нагрузки;
2. Пусковые органы защиты, пришедшие в действие при внешнем КЗ, должны вернуться в исходное состояние после его отключения и снижения до $I_{\max \text{ нагр.}}$. Для выполнения этого условия ток возврата защиты $I_{вз}$ (это наибольший первичный ток, при котором ПО возвращаются в исходное состояние) должен удовлетворять требованию $I_{вз} > k_{сз} I_{\max \text{ нагр.}}$, где $k_{сз}$ - коэффициент самозапуска двигательной нагрузки, учитывает возрастание тока при самозапуске двигателей, которые тормозятся при снижении напряжения при внешних коротких замыканиях, $k_{сз} > 1$.

Токи $I_{сз}$ и $I_{вз}$ связаны коэффициентом возврата $k_{в}$:

$$k_{в} = \frac{I_{вз}}{I_{сз}}, \quad (6.3)$$

где $k_{в} < 1$, для МТЗ $k_{в} = 0,8 \div 0,85$.

Следовательно, при выполнении условия 6.2 всегда выполняется условие 6.1, поэтому выражение для определения $I_{сз}$ можно получить следующим образом:

$$I_{вз} = k_{н} k_{сз} I_{\max \text{ нагр.}}, \quad (6.4)$$

где $k_{н}$ - коэффициент надёжности, учитывает погрешность в определении $I_{вз}$, $k_{н} = 1,1 \div 1,3$.

$$I_{сз} = \frac{I_{вз}}{k_B} = \frac{k_H}{k_B} k_{сз} I_{\max \text{ нагр.}} \quad (6.5)$$

Зная величину $I_{сз}$, можно определить $I_{ср}$ - ток срабатывания реле, как ток $I_{сз}$, пересчитанный на вторичную обмотку ТА $I_{ср} = \frac{I_{сз} k_{сх}}{n_T}$, где $k_{сх} = \frac{I_{реле}}{I_{Т.Т.2обм.}}$ - коэффициент схемы, зависящий от схемы соединения ТА и обмоток реле и равный отношению тока в реле ко вторичному току ТА; n_T - коэффициент трансформации ТА. По рассчитанному значению $I_{ср}$ определяют $I_{уст.}$ - ток уставки. Части токовых реле $I_{уст.}$ регулируется плавно (реле РТ-40), у других - ступенчато (реле РТ-80), при этом округление $I_{ср}$ до $I_{уст.}$ производится в большую сторону.

6.3.2. Схемы МТЗ.

Рассмотрим работу максимальной токовой защиты построенной по трёхфазной, трёхлинейной схеме, с независимой выдержкой времени на постоянном оперативном токе (рис.29).

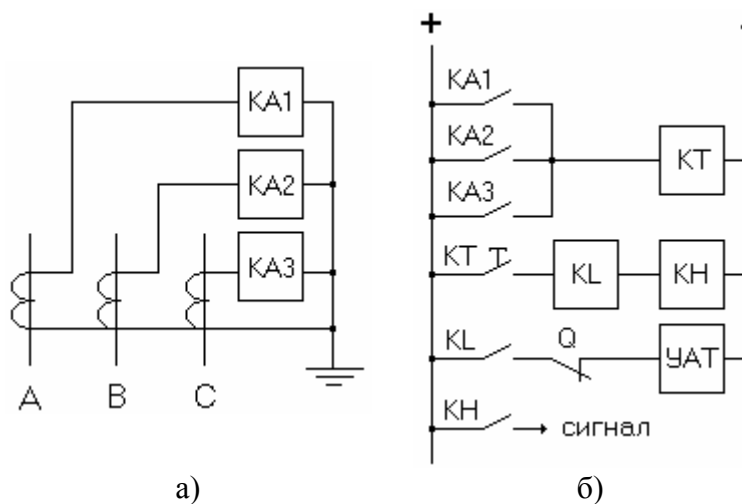


Рис. 29. Схема МТЗ на постоянном оперативном токе:
а – цепь переменного тока; б – цепи постоянного тока.

При появлении КЗ, например трёхфазного тока, ток в реле КА1, КА2, КА3 и они срабатывают, при этом их контакты замыкаются. По обмотке реле времени (КТ) протекает ток и, с установленным на нём $t_{сз}$, замыкается контакт КТ, который обеспечивает питание на катушку указательного реле (КН) и промежуточного (КЛ). Контакты реле КЛ, замыкая свои контакты в цепи катушки отключения (УАТ) выключателя, что приводит к отключению силового выключателя Q.

Сигнальное реле КН своими контактами сигнализирует о срабатывании защиты.

МТЗ с независимой характеристикой времени срабатывания.

Выполняется на базе реле РТ-40 ($I_{уст.}$ регулируется плавно и время замыкания не зависит от величины тока).

Селективность действия данного вида МТЗ достигается выбором выдержек времени, при этом $t_1 > t_2$, где t_1 - выдержка времени защиты, установленной ближе к источнику питания.

$t_1 - t_2 = \Delta t$ - ступень селективности, её величина должна быть такой, чтобы при КЗ на Л2 (см. рис.30) защита 1 не успевала сработать. Для этого

$$t_1 > t_2 + t_{откл. Q2} + t_{погр. заш.2} + t_{погр. заш.1} \quad (6.6)$$

где $t_{\text{погр. защ.}}$ - погрешность защит, учитывающие самые худшие сочетания (для защиты 2 это погрешность в сторону увеличения времени, а для защиты 1 – в сторону уменьшения); $t_{\text{откл. Q2}}$ - время отключения выключателя второй линии.

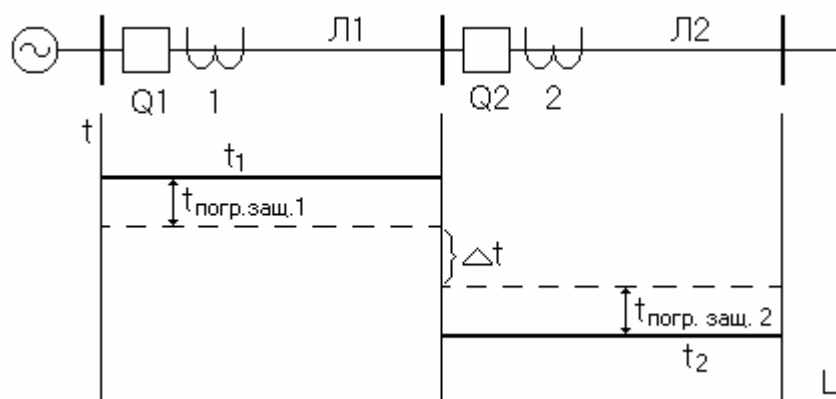


Рис.30. Согласование времени МТЗ линий Л1 и Л2.

Величина $\Delta t = 0,3 \div 0,6$ с для МТЗ с независимой выдержки характеристикой времени срабатывания.

МТЗ с зависимой характеристикой времени срабатывания.

Данный тип РЗ выполняется на базе РТ-80 ($I_{\text{уст.}}$ регулируется ступенчато и время замыкания контактов зависит от величины протекающего по реле тока).

Чем больше ток, тем быстрее срабатывает реле. Для расчёта времени действия защиты 1 (см. рис.31) на границе зоны действия (точка К1) необходимо знать время действия защиты 2 при КЗ в точке К1, т.е. $t_{\text{сз2}}^{\text{K1}}$, тогда $t_{\text{сз1}}^{\text{K1}} \geq t_{\text{сз2}}^{\text{K1}} + \Delta t$. Это соотношение выполняется во всём интервале действия РЗ2, когда РЗ1 выступает в роли резервной.

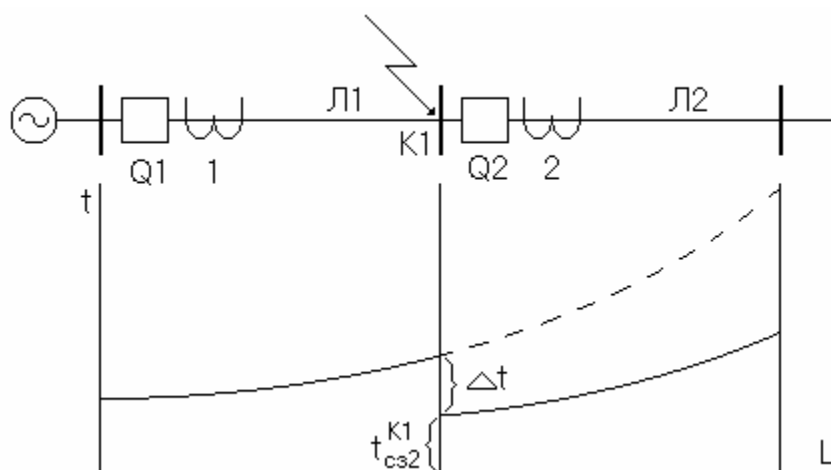


Рис.31. Согласование МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Определение $t_{\text{сз2}}^{\text{K1}}$ производится по расчётным кривым для реле РТ-80.

Время действия защиты 2 должно быть большим времени действия защиты 2 на том участке сети, где возможна их совместная работа (на рис.31 это линия 2).

Достоинством данного вида МТЗ является то, что большее значение $I_{\text{кз}}$ отключается с меньшей выдержкой времени, такая ситуация характерна для головных участков сети с односторонним питанием.

Недостаток заключается в том, что реле РТ-80 более сложны конструктивно и более дорогостоящие по сравнению с реле РТ-40.

МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению

В том случае, когда $I_{\max \text{ нагр.}}$ отличается от $I_{\text{кз min}}$ незначительно, $k_{\text{ч}}$ имеет низкое значение. В таком случае используют МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению.

Ток срабатывания защиты определяется по току номинального рабочего режима без учёта перегрузки:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном. раб.}} \quad (6.7)$$

Условия выбора напряжения срабатывания:

1. недействие при допустимых посадках напряжения

$$U_{\text{сз}} = \frac{0,95U_{\text{н}}}{k_{\text{н}}k_{\text{в}}}, \quad (6.8)$$

где $k_{\text{н}} = 1,1 \div 1,3$; $k_{\text{в}} = 1,15$.

2. обеспечение самозапуска асинхронных двигателей, которые тормозились при снижении напряжения, под действием внешнего тока КЗ

$$U_{\text{сз}} = (0,5 \div 0,6)U_{\text{н}}. \quad (6.9)$$

Критерием выбора величины $U_{\text{сз}}$, рассчитанной по условиям (8) и (9), является её наименьшее значение.

Коэффициент чувствительности по напряжению определяется из соотношения:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{сз}}}{U_{\text{ост.}}} \quad (6.10)$$

Защита считается пригодной в том случае, если $k_{\text{ч}} \geq 1,5$.

Направленные МТЗ.

В сетях с двухсторонним питанием с помощью обычных МТЗ не удаётся обеспечить селективность защит, т.к. в одном случае (замыкание в точке К1, см. рис.32) требуется выполнение неравенства $t_{32} > t_{33}$, а в другом случае (замыкание в точке К2), наоборот, $t_{32} < t_{33}$.

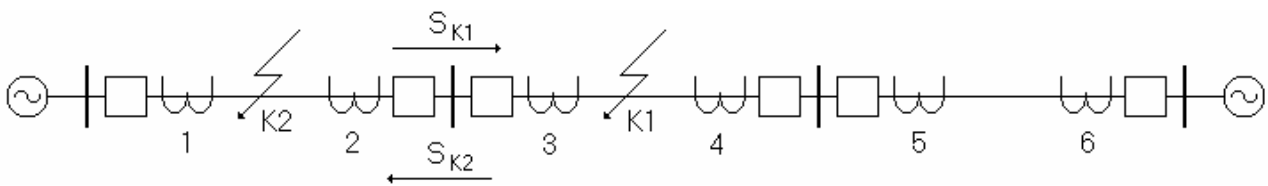


Рис.32. Принцип действия направленной МТЗ.

При коротком замыкании точка КЗ делит схему на две части. Следовательно, потоки мощности короткого замыкания от источников, и проходящие через соответствующие последовательности цепи защит, будут встречно направлены. Отличить место возникновения КЗ можно, если контролировать направление мощности КЗ ($S_{\text{к}}$), такую функцию реализует реле направления мощности. Время действия должно согласовываться между собой у защит, работающих от тока КЗ одного источника, и увеличение времени происходит по мере приближения от потребителя к тому источнику, от которого работает данная защита. График согласования приведён на рисунке 33.

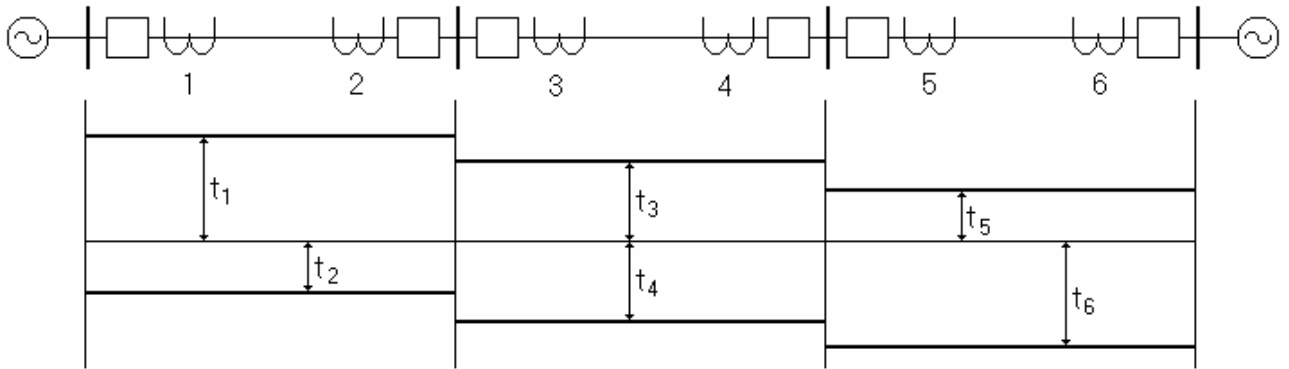


Рис.33. График согласования защит.

Согласно временной диаграмме (рис.33) между собой согласуются защиты 1, 3, 5 и 2, 4, 6:
 $t_1 = t_3 + \Delta t$; $t_3 = t_5 + \Delta t$; $t_6 = t_4 + \Delta t$; $t_4 = t_2 + \Delta t$.

Величина $I_{сз}$ определяется, как для обычных МТЗ

$$I_{сз} = \frac{k_n k_{сз}}{k_b} I_{\max \text{ нагр.}} \quad (6.11)$$

Правила определения коэффициента чувствительности остаются прежними.

Принцип работы реле направления мощности.

Принципиальная схема реле направления мощности представлена на рис.34. Работу реле рассмотрим на основе векторной диаграммы (рис.35).

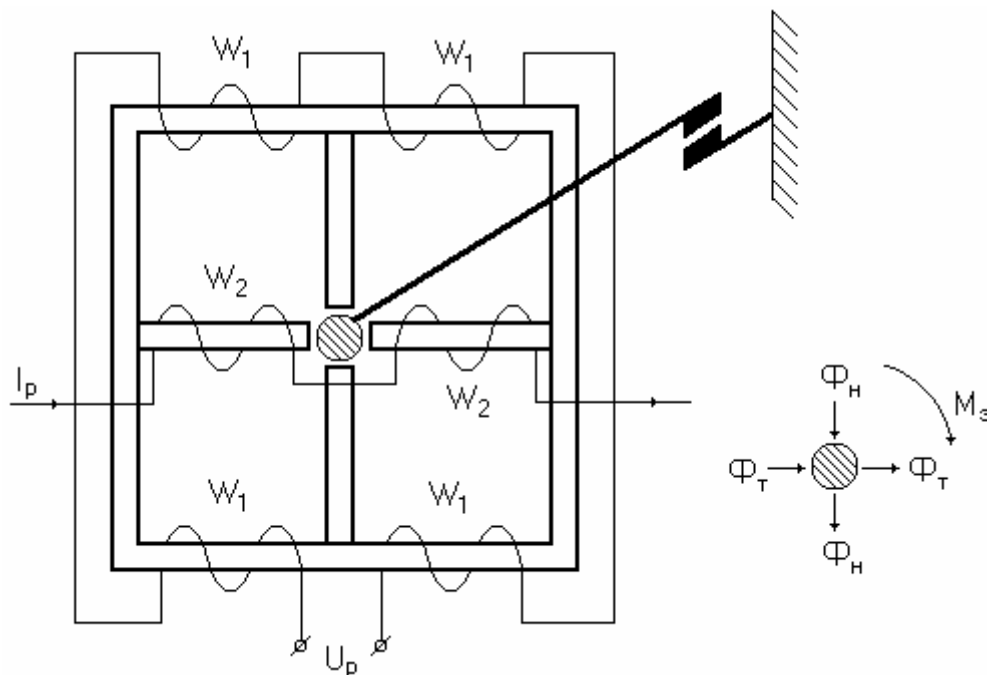


Рис.34. Индукционное реле направления мощности.

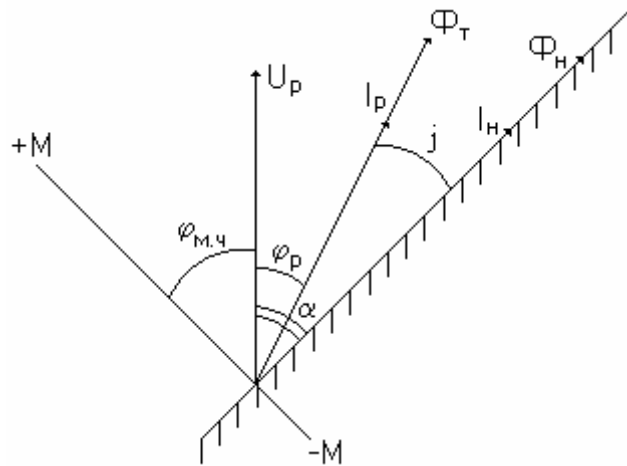


Рис.35. Векторная диаграмма реле направления мощности.

Построение диаграммы начинают с вектора напряжения реле (U_p) и тока реле I_p , угол между ними φ_p зависит от параметров сети.

Ток, протекающий через катушку напряжения (W_1), обозначают через I_n . Угол между I_n и U_p , обозначенный как α , является внутренним углом реле (зависит от параметров реле).

Т.к. вектора I_p и Φ_T , а также I_n и Φ_n , совпадающие по направлению, то электродинамический момент (M_s) определяется по выражению:

$$M_s = k_1 I_p U_p \sin j, \quad (12)$$

где $j = \alpha - \varphi_p$.

Величина $M_s > 0$, если $\sin(\alpha - \varphi_p) > 0$, т.е. $0 < \alpha < 180^\circ$. И $M_s = 0$, если $180^\circ < \alpha < 360^\circ$.

Максимальное значение M_s соответствует значению, при $\alpha - \varphi_p = 90^\circ$. Угол $\varphi_{m.ch}$ - угол максимальной чувствительности. Наличие данного угла обусловлено следующей причиной: при КЗ угол $\varphi_{кз}$ между $I_{кз}$ и $U_{кз}$ должен быть как можно ближе к $\varphi_{m.ch}$.

Недостаток направленных защит. Если КЗ возникает в месте установки МТЗ направленного действия, то $M_s = 0$, поскольку $U_p = 0$. Реле направления мощности в данном случае не работает.

6.4. Токовые отсечки

Токовые отсечки (ТО) являются разновидностью токовой защиты. Используются в качестве первых ступеней токовых защит.

6.4.1. ТО мгновенного действия.

Характер изменения $I_{кз}$ в зависимости от $l_{кз}$, где $l_{кз}$ - расстояние до точки КЗ, приведён на рис.36.

$$I_{кз}^3 = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + x_{кз})} \quad \text{или} \quad I_{кз}^3 = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + l x_0)}. \quad (6.13)$$

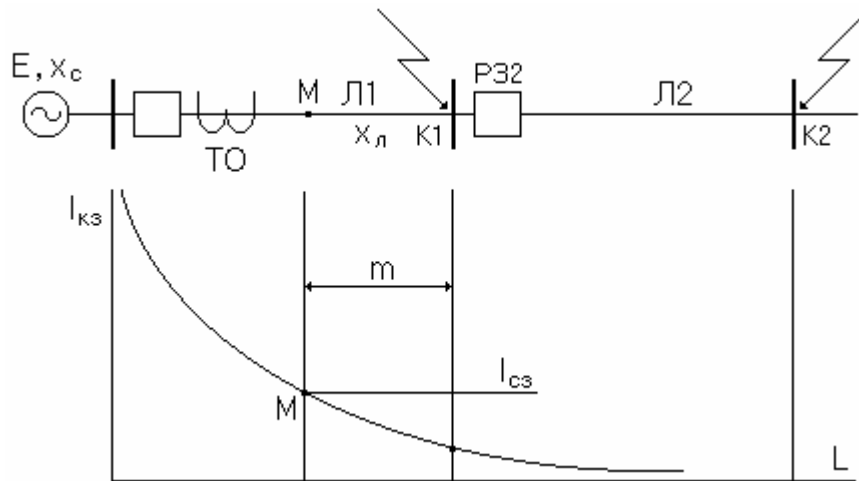


Рис.36. Принцип действия ТО без выдержки времени.

Характер изменения $I_{кз}$ в зависимости от $l_{кз}$, где $l_{кз}$ - расстояние до точки КЗ, приведён на рис. 36.

$$I_{кз}^3 = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + x_{кз})} \text{ или } I_{кз}^3 = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + lx_0)}. \quad (6.13)$$

Ток $I_{сз}$ выбирают таким образом, чтобы защита отключала КЗ на своей линии и не отключала на соседней, т.е.: $I_{сз} > I_{кз.(Л1)}$, где $I_{кз.(Л1)}$ - максимальное значение $I_{кз}$ при КЗ в начале следующей ЛЭП.

$$I_{сз} = k_n I_{кз.(Л1)}, \quad (6.14)$$

где $k_n = 1,2 \div 1,3$.

В расчётах всегда используют максимальное значение тока КЗ ($I_{кз}^3$), т.к. если расчёт будет произведён по меньшему значению тока КЗ (например, $I_{кз}^2$), то возможно неселективное действие ТО при КЗ на последующей линии.

Точка М, в которой $I_{сз} = I_{кз}$, делит линию Л1 на две части: где $I_{сз} < I_{кз}$ - зона работы защиты и, где $I_{сз} > I_{кз}$ - «мёртвая зона» и защита не работает. Наличие «мёртвой зоны» является недостатком ТО. Величина такой зоны может быть определена следующим образом:

$$I_{сз} = I_{кз}; \quad (6.15)$$

$$I_{сз} = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + x_{отс})}; \quad (6.16)$$

$$x_{отс} = \frac{E}{\sqrt{3}I_{сз}} - x_c; \quad (6.17)$$

или

$$x_{отс.\%} = \frac{100}{x_{л1}} \left(\frac{E}{\sqrt{3}I_{сз}} - x_c \right). \quad (6.18)$$

Допустимо применение ТО, если её зона охватывает более 20 % от длины линии.

Для защиты части линии, не попавшей в зону ТО, применяют ещё одну ТО с выдержкой времени, которая выступает в качестве второй зоны токовой защиты.

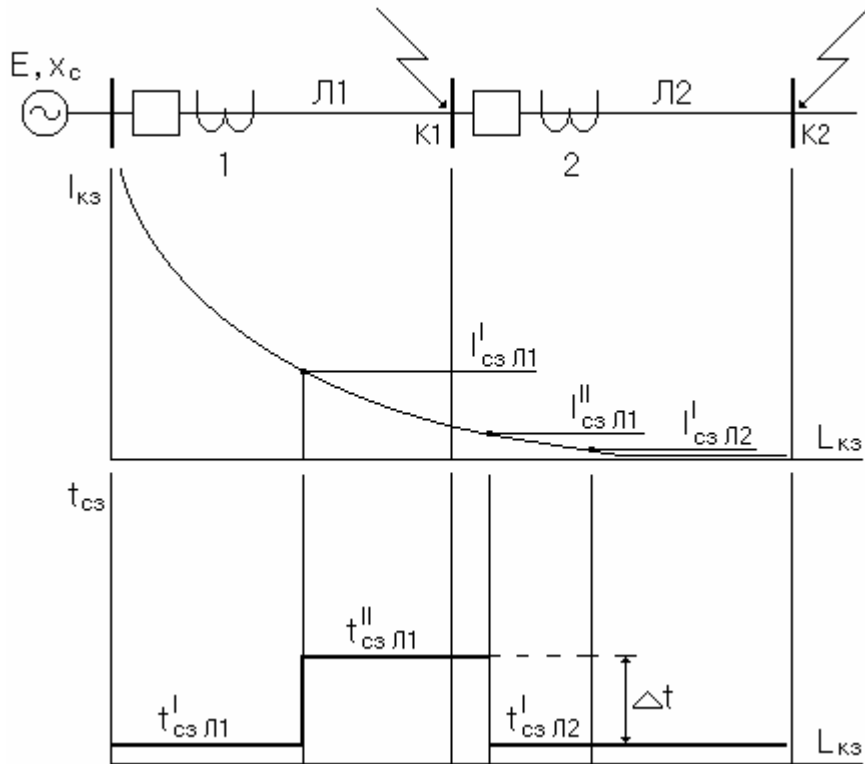


Рис.37. График согласования ТО с выдержкой времени.

Ток $I_{сз}$ выбирают с учётом охвата всей защищаемой линии. Для этого ток срабатывания $I_{сз}^{II}$ согласуют с током срабатывания мгновенной ТО следующей линии (Л2):

$$I_{сзЛ2}^I = k_n I_{кз(K2)} ; \quad (6.19)$$

$$I_{сзЛ1}^{II} = k_n I_{сзЛ2}^I = k_n k_n I_{кз(K2)} , \quad (6.20)$$

где $k_n = 1,1 \div 1,2$.

$t_{сз}^{II}$ также согласуется с временем $t_{сзЛ2}^I$:

$$t_{сзЛ1}^{II} = t_{сзЛ2}^I + \Delta t , \quad (6.21)$$

где $\Delta t = 0,5$ (с).

График согласования приведён на рис.37.

Схема ТО без выдержки времени аналогична схеме МТЗ без реле времени. Схема ТО с выдержкой времени такая, как и схема МТЗ.

6.4.2. Защита линий 6-35 кВ с помощью трёхступенчатой токовой защиты

В качестве защиты линий 6-35 кВ чаще всего используют трёхступенчатую токовую защиту. Схема реализации приведена на рис.38.

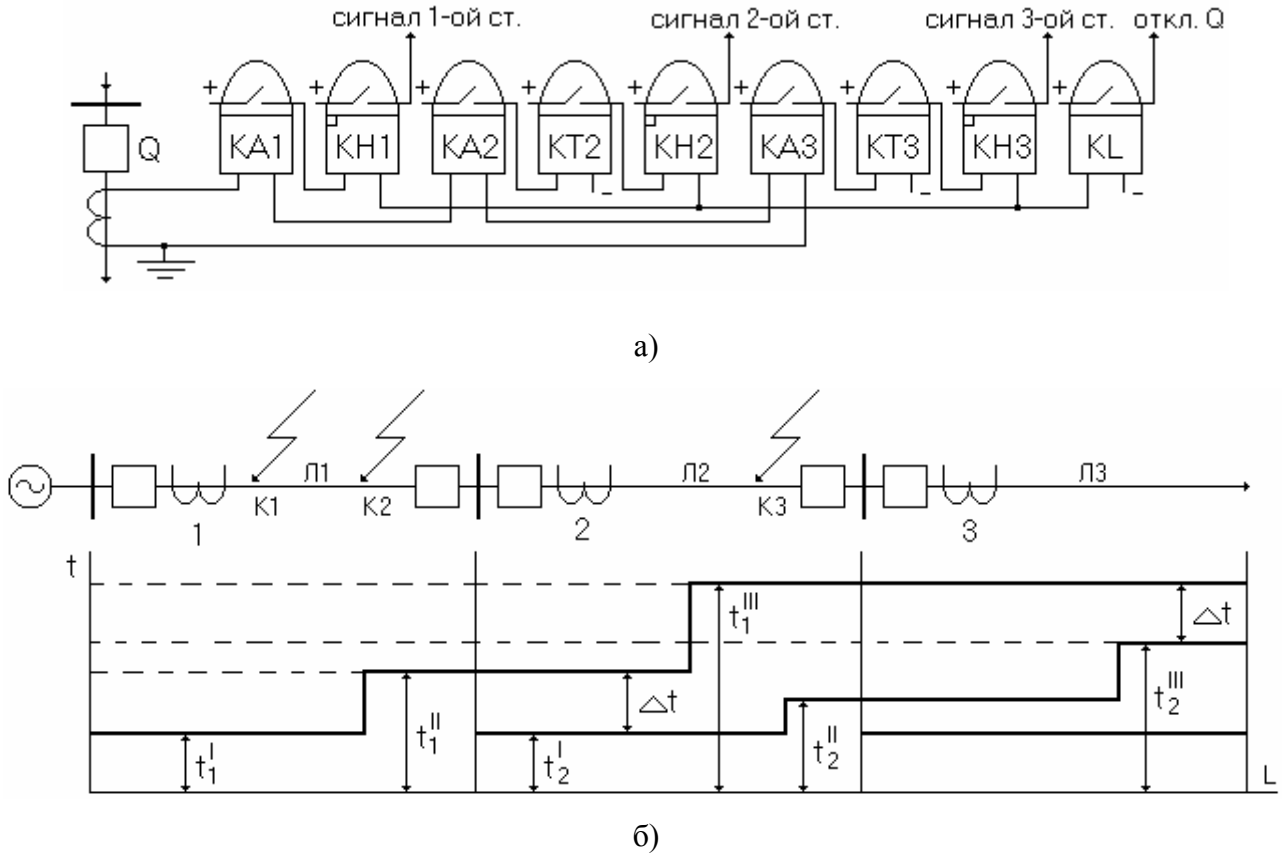


Рис.38. Трёхступенчатая токовая защита:
а – упрощенная схема; б – временная характеристика.

I ступень выполняется как ТО без выдержки времени. К ней относятся реле КА1 и КН1. Ток срабатывания реле:

$$I_{сзКА1} = k_n I_{кз.ВН.мах} \cdot \quad (6.22)$$

II ступень – ТО с выдержкой времени (реле КА2, КТ2 и КН2). Ток $I_{сзКА2}$ согласуется с $I_{сз}$ первых ступеней соседних ЛЭП. Время $t_{сзКТ2}$ больше, чем время $t_{сз}$ мгновенных ступеней соседних ЛЭП.

III ступень – МТЗ (реле КА3, КТ3 и КН3).

$$I_{сзКА3} = \frac{k_n k_{сз} I_{нагр.мах}}{k_B}, \quad (6.23)$$

а время $t_{сзКТ3}$ согласуется с МТЗ соседних ЛЭП.

Алгоритм работы.

При КЗ в точке К1 работают все токовые реле КА1, КА2, КА3, но отключение происходит без выдержки времени, т.к. при замыкании контактов КА1 питание катушка КЛ получает мгновенно.

При КЗ в точке К2 реле КА1 не работает, т.к. $I_{сз.К2} < I_{сзКА1}$. Работают реле КА2 и КА3, получают питание реле времени КТ2 и КТ3. Поскольку $t_{КТ2} < t_{КТ3}$, то сигнал на реле КЛ подаётся с реле КТ2.

При КЗ в точке К3 работает только реле КА3 и отключение КЗ производится с выдержкой времени третьей ступени.

6.5. Дифференциальные защиты

Очень часто по соображениям сохранения устойчивости, снижения возможных последствий КЗ требуется отключать оборудование без выдержки времени при КЗ в любой точке данного электрооборудования.

МТЗ и токовые отсечки отключение КЗ без выдержки времени не выполняют, что связано с их принципами действия и особенностями. Одним из видов защит, позволяющих выполнять отключение без выдержки времени при КЗ в любой точке защищаемого элемента являются дифференциальные защиты. Принцип действия продольных дифференциальных защит основан на сравнении величин и фаз токов в начале и конце защищаемого элемента.

Дифференциальные защиты делятся на продольные и поперечные. В продольных дифзащитах токи сравниваются по концам защищаемого элемента (линии, трансформатора и др.), а в поперечных дифзащитах токи сравниваются в параллельных ветвях защищаемого элемента (параллельных линиях, параллельных ветвях обмотки статора генератора).

6.5.1. Продольная дифференциальная защита

Сравнение величин и направлений токов производится в реле, которое подключается к вторичным обмоткам одинаковых трансформаторов тока (ТА), установленных с обеих сторон защищаемого элемента и соединенных между собой проводами (рис.39). Соединение выполняется таким образом, чтобы при КЗ К1 в реле протекала разность токов I_1 и I_2 , $I_p = I_1 - I_2$, а при КЗ К2 $I_p = I_1 + I_2$.

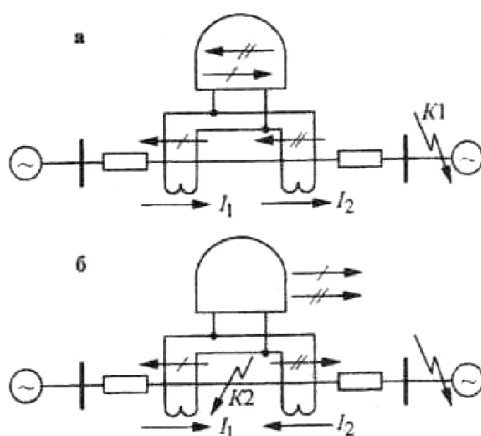


Рис.39. Принцип действия продольной дифзащиты:
а – КЗ вне зоны защиты; б – КЗ в зоне защиты.

Основное распространение в продольных дифференциальных защитах получила схема с циркулирующими токами. Существует также схема с уравновешенными ЭДС, но она не применяется, т.к. для её работы требуются специальные ТА, которые в нормальном режиме работают в режиме холостого хода.

Рассмотрим подключение реле и ТА в схеме с циркулирующими токами (см. рис.39).

В нормальном режиме и при КЗ К1 (рис.39, а) в реле протекает ток $I_p = I' - I''$ при $I_1 = I_2$ и условии, что $n_{т1} = n_{т2} = n_t$; $f_i = 0$ (токовая погрешность ТА); $I_p = 0$, т.е. реле не работает.

При КЗ в зоне защиты (рис.39, б) $I_p = I' + I'' > 0$ и реле работает, отключая защищаемый элемент с обеих сторон без выдержки времени. Продольная дифзащита - абсолютно селективная, она действует при КЗ только на своем участке, следовательно, её не нужно согласовывать по времени с защитами соседних элементов. Зона защиты охватывает участок сети, расположенный между трансформаторами тока.

6.6. Токовая погрешность ТА.

В реальных системах для реальных ТА $f_i \neq 0$ и при внешних КЗ и нормальных режимах.

С учётом токовой погрешности $I' = \frac{I_1 - I_{\text{нам.1}}}{n_T}$, тогда

$$I_p = \frac{I_1 - I_{\text{нам.1}}}{n_T} - \frac{I_2 - I_{\text{нам.2}}}{n_T} = \frac{I_1 - I_2}{n_T} - \frac{I_{\text{нам.1}} - I_{\text{нам.2}}}{n_T}, \quad (6.24)$$

где $I_{\text{нам.1}}, I_{\text{нам.2}}$ - токи намагничивания ТА.

При условии, что $I_1 = I_2$, по реле протекает ток

$$I_p = \frac{-I_{\text{нам.1}} + I_{\text{нам.2}}}{n_T} = \frac{I_{\text{неб.}}}{n_T}, \quad (6.25)$$

называемый током небаланса.

Для того чтобы защита не работала при внешних КЗ, $I_{\text{сз}} > I_{\text{неб.}}$. При определении $I_{\text{сз}}$ учитывают следующие условия:

1. $I_{\text{сз}} = k_n I_{\text{неб.макс}}$, где $k_n = 1,2 \div 1,3$. Это первое условие, по которому рассчитывается $I_{\text{сз}}$ дифзащит. Ток $I_{\text{неб.макс}}$ определяется по максимальному току, протекающему через защиту при внешнем КЗ, когда трёхфазное КЗ возникает в конце линии;

2. $I_{\text{сз}} = k_n I_{\text{ном.}}$. Это условие отстройки от броска тока намагничивания при включении (силовых трансформаторов) и отстройки от обрыва соединительных проводов защиты.

В расчёте из условий 1 и 2 выбирают наибольшее значение и его принимают за окончательное значение $I_{\text{сз}}$.

От величины $I_{\text{неб.}}$ зависит чувствительность защиты. Основные причины существования $I_{\text{неб.}}$ и способы его снижения.

Наличие $I_{\text{неб.}}$ обусловлено:

1. неидентичностью ТА;

2. $I_{\text{неб.}}$ резко возрастает в первый момент КЗ, когда $I_{\text{кз}}$ состоит из периодической ($I_{\text{п}}$) и апериодической ($I_{\text{а}}$) составляющих. Ток $I_{\text{а}}$ быстро затухает и не отражает истинной картины КЗ. Но $I_{\text{а}}$ влияет на увеличение $I_{\text{нам.}}$ ТА, что увеличивает погрешность ТА;

3. на увеличение $I_{\text{неб.}}$ оказывает влияние остаточное намагничивание сердечников ТА.

Для снижения $I_{\text{неб.}}$ необходимо:

1) подбирать ТА с идентичными характеристиками намагничивания;

2) ТА должны иметь зону насыщения при большом значении $I_{\text{кз}}$ (такому требованию удовлетворяют ТА класса D);

3) для выравнивания $I_{\text{нам.I}}$ и $I_{\text{нам.II}}$ необходимо выравнивать нагрузки вторичных обмоток ТА $z_{\text{нагр.1}} = z_{\text{нагр.2}}$, а также уменьшать величину $z_{\text{нагр.}}$ либо ограничивать вторичную ЭДС E_2 ТА путём увеличения n_T ;

4) производить отстройку от $I_{\text{а}}$, возникающего в первый момент КЗ (при $t \approx 0$).

Один из способов отстройки состоит в замедлении действия защиты на время, в течение которого $I_{\text{а}}$ снижается практически до нуля, но это увеличивает время действия защиты.

Отстройка от $I_{\text{а}}$ в настоящее время производится с помощью специальных реле с быстро-насыщающимися трансформаторами, а также реле, основанных на времяимпульсном принципе (реле ДЗТ-21).

Реле с быстронасыщающимися трансформаторами (БНТ) - это реле РНТ-565 и реле ДЗТ-11, которое имеет дополнительно к БНТ ещё тормозные обмотки.

В БНТ отстройка от I_a осуществляется за счёт выполнения сердечника БНТ из специальной стали с широкой петлей гистерезиса.

Т.к. I_a изменяется незначительно (ΔI_a), в период времени $t = 0 \div 0,01$ с, то и изменение магнитного потока ($\Delta \Phi_a$) будет незначительным. За то же время ток I_{II} изменяет своё значение от максимального до минимального значения, следовательно, изменение потока $\Delta \Phi_{II}$ тоже будет максимально возможным. ЭДС во вторичной обмотке ТА определяется как $e_2 = -\frac{d\Phi}{dt}$ и, следовательно, зависит от изменения $\Delta \Phi_{II}$, поэтому ток во вторичной обмотке БНТ зависит от I_{II} .

Ток I_a практически полностью тратится на насыщение стали и не трансформируется (упрощённо эффект отсекающей аperiodической составляющей тока объясняется тем, что I_a , медленно изменяясь во времени, напоминает собой постоянный ток) во вторичную обмотку БНТ.

Применение БНТ позволяет при расчёте I_{c3} учитывать не полное значение $I_{к3}$, а лишь его периодическое значение. Это приводит к снижению I_{c3} , а значит, к увеличению $k_{ч}$ защиты.

Ещё один способ увеличения $k_{ч}$ дифзащит состоит в использовании магнитного торможения. Тормозная обмотка (W_T) реле включается таким образом, чтобы μ_T (момент тормозной обмотки) создавался больше μ_p (момент рабочей обмотки) при внешних КЗ (рис.40)

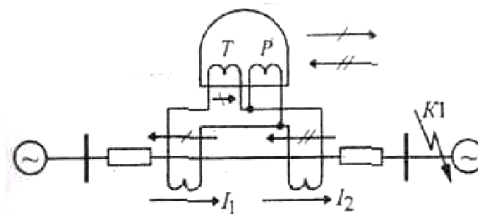


Рис.40. Подключение реле с торможением и поведение защиты при внешних КЗ.

При внешних КЗ $I_T > I_{раб.}$ и отсюда $\mu_T > \mu_p$ за счёт подбора числа витков W_T и W_p ; I_T - ток в тормозной обмотке, $I_{раб.}$ - ток в рабочей обмотке, в случае внешнего КЗ $I_{раб.} = I' - I''$.

При КЗ в зоне защиты $I_{раб.} = I' + I''$, а $I_T > I'$, т.е. $I_{раб.} > I_T$ и $\mu_p > \mu_T$ что приводит к срабатыванию реле (рис.41).

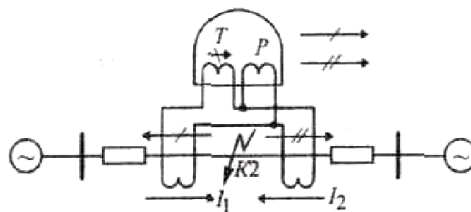


Рис.41. Подключение реле с торможением и поведение защиты при КЗ в зоне защиты.

Применение торможения позволяет снизить I_{c3} , поскольку его можно не отстраивать от $I_{неб.}$ при внешних КЗ.

6.5.3. Поперечная дифференциальная защита

Принцип действия поперечных дифзащит основан на сравнении величин токов в одноименных фазах двух параллельных линий.

ТА установлены в одноименных фазах двух ЛЭП, причём $z_{л1} = z_{л2}$, $n_{т1} = n_{т2}$ (рис.42). Реле включено на разность токов $I_1 - I_2$.

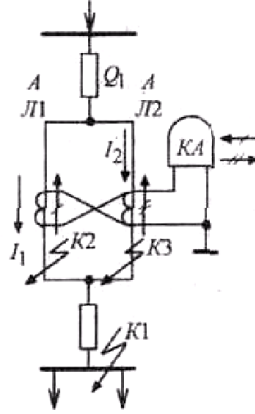


Рис.42. Принцип действия поперечной дифзащиты.

В нормальном режиме и при внешних КЗ в точке К1 для идеальных ТА (рис.42) $I_p = \frac{I_1}{n_t} - \frac{I_2}{n_t} = 0$. Данное равенство справедливо, если $z_{л1} = z_{л2}$ и токовая погрешность ТА $f_i = 0$.

При КЗ в одной из линий (К2) (рис.42) ток $I_1 > I_2$, $I_p \neq 0$ и защита подействует на отключение Q_1 без выдержки времени. Поскольку в реальных условиях существует некоторая разница в $z_{л1}$ и $z_{л2}$ и $f_i \neq 0$, в нормальных режимах и при внешних КЗ протекает ток, который называют током небаланса $I_{неб.}$:

$$I_{неб.} = I'_{неб.} + I''_{неб.} \quad (6.26)$$

где $I'_{неб.}$ - обусловлен погрешностью ТА; $I''_{неб.}$ - обусловлен неравенством сопротивлений линий.

Первое условие определения $I_{сз}$: $I_{сз} = k_n I_{неб.}$.

Второе условие - $I_{сз} = k_n I_{нагр. max}$, где $I_{нагр. max}$ - суммарный ток нагрузки параллельных линий. Это условие предотвращает срабатывание защиты при отключении ЛЭП с противоположного конца.

Третье условие $I_{сз} = \frac{k_n I_{нагр. max}}{k_b}$ является условием недействия защиты при отключении одной из ЛЭП и внешнем КЗ.

Существенным недостатком поперечной дифзащиты является мертвая зона, которая находится у шин противоположной подстанции. Наличие мертвой зоны объясняется тем, что при КЗ на шинах (точка ЛЗ на рис. 18) вблизи шин подстанции 2 токи по линиям мало отличаются друг от друга. Ток реле $I_p = I_1 - I_2$, и возможны случаи, когда $I_p < I_{сз}$, а это приводит к недействию защиты в пределах защищаемых линий.

Рассмотрим определение величины мертвой зоны дифзащиты (рис.43).

Если рассматривать КЗ в различных точках (К1, К2) линии Л1, то токи I_1 и I_{II} будут изменяться, но всегда сохраняется соотношение

$$\frac{I_1}{I_{II}} = \frac{z_{II}}{z_1} \quad (6.27)$$

где $z_I = z_{Л1} - z_{К3}$, $z_{II} = z_{Л1} + z_{К3}$.

График изменения I_I и I_{II} приведён на рис.43.

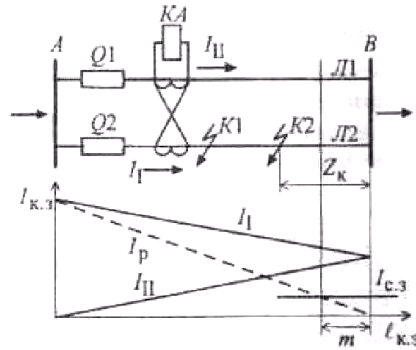


Рис.43. Определение мертвой зоны поперечной дифзащиты.

По реле КА протекает ток $I_p = I_I - I_{II}$. Если КЗ находится вблизи шин подстанции В, то $I_I \approx I_{II}$ и $I_p \rightarrow 0$.

Порядок расчёта $I_{цз}$ для реле КА приведён ранее, причем $I_{цз} \gg 0$. Следовательно, существует участок (m) линий Л1 и Л2, где $I_p < I_{цз}$. В пределах этого участка дифференциальная защита не работает, и он получил название «мёртвая зона».

Величину «мёртвой зоны» можно определить следующим образом. Соотношение $\frac{I_I}{I_{II}} = \frac{z_{II}}{z_I}$

можно выразить через длину линий l , тогда на границе «мёртвой зоны» (m)

$$\frac{I_I}{I_{II}} = \frac{l+m}{l-m}, \quad (28)$$

отсюда получаем $m(I_I + I_{II}) = l(I_{II} - I_I)$. Отметим, что $I_I + I_{II} = I_{кз}$ при КЗ на границе «мёртвой зоны», а $I_{II} - I_I = I_{цз}$, следовательно, $mI_{кз} = lI_{цз}$, отсюда

$$m = l \frac{I_{цз}}{I_{кз}}. \quad (29)$$

Для повышения чувствительности применяется блокировка пускового реле от реле минимального напряжения. В этом случае ток $I_{цз}$ отстраивается только от токов небаланса при внешних КЗ (на шинах противоположной подстанции):

$$I_{цз} = k_H I_{неб.}, \quad (30)$$

где $k_H = 1,5 \div 2,0$.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения в схемах с блокировкой по напряжению выбирается так же, как и у МТЗ.

Список литературы

1. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Энергоиздат, 1989
2. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. – М.: Мастерство, 2001.
3. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Высшая школа, 1990.
4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – М.: Издательство ДЕАН, 2001.
5. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоиздат, 1986.
6. Постников Н.П., Рубашов Г.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Л.: Стройиздат, 1989.
7. Большаков Я.М., Крупович В.И. Справочник по проектированию электроснабжения, линий электропередач и сетей. – М.: Энергия, 1975.
8. ГОСТ 13109-99. Качественные показатели электроэнергии.
9. Справочник. Автоматические выключатели общего применения до 630 А.М.: Информэлектро, 1996
10. Крупович В.И., Барыбина Ю.Г., Самовера М.Л. М Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования под редакцией.: Энергоиздат, 1981
11. Каталог. Таврида Электрик., 2010.
12. Крючков И.П., Кувшинский Н.Н., Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1978.
13. Крупович В.И., Барыбина Ю.Г. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования под редакцией – М.: Энергоиздат, 1981.