

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева»

Кафедра электроснабжения горных и промышленных предприятий

Составитель
Ф. С. Непша

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА (СПЕЦ. ЧАСТЬ)

Методические указания к практическим занятиям для студентов
направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика
и электротехника», образовательная программа
«Электроснабжение», всех форм обучения

Рекомендованы учебно-методической комиссией направления
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» в качестве
электронного издания для использования в учебном процессе

Кемерово 2017

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

Е. Г. Медведев – доцент кафедры электроснабжения горных и промышленных предприятий

И. Ю. Семькина – председатель учебно-методической комиссии направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Непша Федор Сергеевич

Релейная защита и автоматика (спец. часть): методические указания к практическим занятиям [Электронный ресурс]: для студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», образовательная программа «Электроснабжение», всех форм обучения / сост.: Ф.С. Непша; КузГТУ – Кемерово, 2017. – Систем. требования: Pentium IV; ОЗУ 8 Мб; Windows XP; мышь. – Загл. с экрана.

Составлено в соответствии с рабочей программой дисциплины «Релейная защита и автоматика (спец. часть)» и предназначено для проведения практических занятий по изучению вопросов, связанных с расчетом устройств релейной защиты и автоматике.

Представлены основные теоретические положения и типовые задачи по расчету устройств релейной защиты.

Приведены основные расчетные формулы, примеры решения задач, схемные решения выполнения устройств релейной защиты и автоматике, общие методические указания и необходимые справочные материалы.

© КузГТУ, 2017
© Непша Ф. С.,
составление, 2017

Содержание

1. ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ	3
2. СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ	7
2.1. Практическое занятие № 1	7
Задача № 1. Расчет токовой отсечки	
2.2. Практическое занятие № 2	13
Задача № 2. Расчет токов при КЗ за трансформатором с регулированием напряжения под нагрузкой	
2.3. Практическое занятие № 3	19
Задача № 3. Расчет тока самозапуска	
2.4. Практическое занятие № 4	25
Задача № 4. Расчет максимальной токовой защиты кабельной линии	
2.5. Практическое занятие № 5	35
Задача № 5. Расчет максимальной токовой защиты трансформатора	
2.6. Практическое занятие № 6	43
Задача № 6. Расчет токовой защиты электродвигателя	
2.7. Практическое занятие № 7	46
Задача № 7. Расчет максимальной токовой защиты трансформатора с пуском по напряжению	
2.8. Практическое занятие № 8	52
Задача № 8. Расчет дифференциальной защиты	
2.9. Практическое занятие № 9	89
Задача № 9. Расчет устройств автоматического повторного включения	
2.10. Практическое занятие № 10	93
Задача № 10. Расчет устройств автоматического включения резерва	
Список литературы	103

1. ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

1.1. Цель практических занятий

Целью изучения дисциплины «Релейная защита и автоматика (спец. часть)» является формирование знаний о методах построения, принципах работы, современном состоянии и перспективах развития технических средств релейной защиты и автоматики в электроэнергетических системах.

Целью практических занятий является привитие обучаемым практических навыков по способам представления исходных данных и уяснению алгоритмов расчета соответствующих параметров релейной защиты и автоматики для различных элементов системы электроснабжения.

1.2. Содержание практических занятий

На практическом занятии обучаемым предлагаются типовые задачи, в которых представлены: цели расчета, типовые исходные данные, алгоритмы решения и примеры выполнения практических расчетов соответствующих параметров релейных защит. Предлагаемые задачи и алгоритмы их решения должны служить основой при анализе аналогичных задач при выполнении соответствующих разделов курсового проекта.

В некоторых задачах приведено несколько примеров решения, которые могут отличаться исходными данными, алгоритмом расчета и конечной целью.

Нумерация формул, таблиц и рисунков в задачах дана в пределах каждой задачи.

1.3. Вопросы для контроля усвоения материала

Основные теоретические вопросы (понятия), которые отрабатываются при проведении практических занятий и подготовке к ним, представлены в табл. 1.

Темы занятий и основные вопросы для усвоения материала

Номер и содержание задачи	Вопросы для усвоения материала
Задача № 1. Расчет токовой отсечки	<ol style="list-style-type: none"> 1. Порядок построения графика тока периодической составляющей полного тока КЗ как функции удаленности точки КЗ от источника питания. 2. Алгоритм расчета зоны действия мгновенной токовой отсечки. 3. Алгоритм расчета «мертвой» зоны мгновенной токовой отсечки. 4. Ток срабатывания первой ступени токовой защиты. 5. Алгоритм расчета зоны действия мгновенной отсечки с выдержкой времени. 6. Алгоритм расчета зоны действия мгновенной токовой отсечки на линии с двухсторонним питанием.
Задача № 2. Расчет токов при КЗ за трансформатором с регулированием напряжения под нагрузкой	<ol style="list-style-type: none"> 1. Назначение регулятора напряжения под нагрузкой. 2. Напряжение КЗ. 3. Максимальный ток КЗ. 4. Минимальный ток КЗ. 5. Алгоритм расчета максимального тока КЗ. 6. Алгоритм расчета минимального тока КЗ.
Задача № 3. Расчет тока самозапуска	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ток самозапуска промышленной нагрузки. 2. Минимальное остаточное напряжение на шинах приемной подстанции (для определения уставок максимальной токовой защиты). 3. Коэффициент самозапуска. 4. Алгоритм приближенного расчета тока самозапуска промышленной нагрузки.

	5. Сопротивление обобщенной нагрузки.
Задача № 4. Расчет максимальной токовой защиты кабельной линии	<ol style="list-style-type: none"> 1. Коэффициент чувствительности. 2. Ток самозапуска. 3. Длительно допустимый ток. 4. Кратность тока.
Задача № 5. Расчет максимальной токовой защиты трансформатора	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждения и ненормальные режимы трансформатора. 2. Сверхтоки в обмотках трансформатора при внешних КЗ. 3. Сверхтоки в обмотках трансформатора при перегрузке. 3. Напряжение короткого трансформатора. 4. Сопротивление обобщенной промышленной нагрузки. 5. Ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора. 6. Алгоритм расчета максимальной токовой защиты трансформатора.
Задача № 6. Расчет токовой защиты электродвигателя	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повреждения и ненормальные режимы электродвигателя. 2. Пусковое сопротивление асинхронного электродвигателя. 3. Схема замещения синхронного электродвигателя. 3. Схема замещения асинхронного электродвигателя. 4. Сверхпереходное сопротивление синхронного электродвигателя. 5. Особенности расчета тока КЗ, генерируемого электродвигателем в момент возникновения КЗ.
Задача № 7. Расчет максимальной токовой защиты трансформатора	<ol style="list-style-type: none"> 1. Особенности построения и расчета максимальной токовой защиты трансформатора с пуском по напряжению. 2. Коэффициент самозапуска для максимальной токовой защиты трансформатора с пуском по

с пуском по напряжению	напряжению. 3. Алгоритм расчета максимальной токовой защиты трансформатора с пуском по напряжению.
Задача № 8. Расчет дифференциальной защиты	1. Особенности построения и расчета дифференциальной защиты трансформатора. 2. Назначение насыщающегося трансформатора тока. 3. Особенности построения и расчета дифференциальной защиты трансформатора с насыщающимся трансформатором тока. 4. Особенности построения и расчета дифференциальной защиты трансформатора с торможением. 5. Алгоритм расчета тока небаланса. 6. Алгоритм расчета дифференциальной защиты трансформатора.
Задача № 9. Расчет устройств автоматического повторного включения	1. Назначение и принцип работы устройства автоматического повторного включения. 2. Алгоритм расчета параметров устройства автоматического повторного включения (времени срабатывания).
Задача № 10. Расчет устройств автоматического включения резерва	1. Назначение и принцип работы устройства автоматического включения резерва. 2. Алгоритм расчета параметров устройства автоматического включения резерва (напряжения срабатывания пускового органа, времени срабатывания).

1.4. Содержание отчета по практическим занятиям

Материалы решения практических задач следует оформлять в виде отчетов с указанием цели расчетов, исходных данных, алгоритмов решения или примеров выполнения соответствующих расчетов.

2. СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

2.1. Практическое занятие № 1

Задача № 1. Расчет токовой отсечки

Цель расчета: определение максимального тока внешнего короткого замыкания, тока срабатывания и зоны действия мгновенной токовой защиты (отсечки).

Основные положения

Сопротивление прямой последовательности системы в максимальном и минимальном режимах работы принимают равными X_{1cmax} и X_{1cmin} соответственно, а погонное сопротивление прямой последовательности линии – X_{1ng} .

Сопротивления прямой и обратной последовательностей элементов принимают одинаковыми.

Построение кривых (рис. 1.1) производят путем расчета тока КЗ (периодической составляющей полного тока КЗ) при перемещении точки КЗ от шин подстанции А к шинам подстанции Б: 1 – при трехфазном КЗ и максимальном режиме; 2 – при двухфазном КЗ и минимальном режиме.

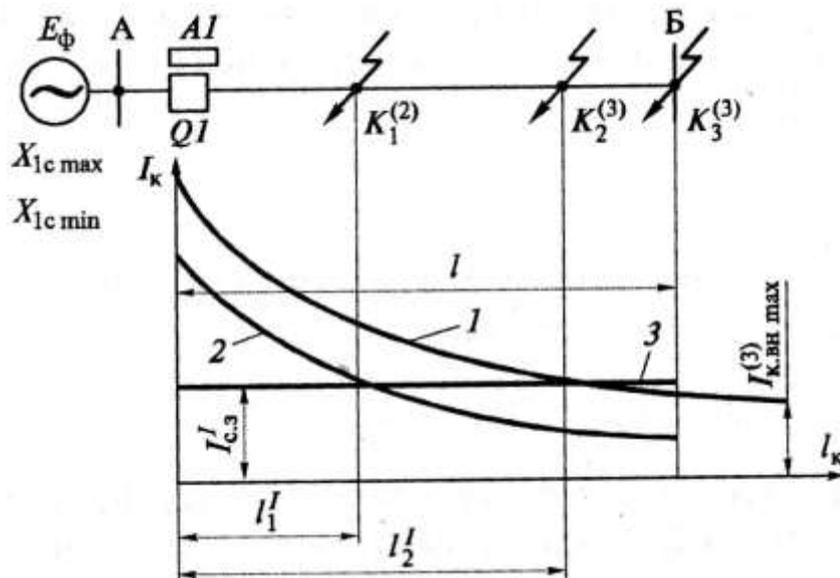


Рис. 1.1. Расчетная схема, токи КЗ и зоны действия токовой отсечки

При расчете тока срабатывания защиты учитывают коэффициент отстройки первой ступени $k_{отс}^I$.

Пример 1.1. Рассчитать зоны действия (максимальную l_2^I и минимальную l_1^I длину линии) мгновенной (без выдержки времени) токовой отсечки А1 воздушной линии АБ (рис.1.1).

Решение

Ток срабатывания первой ступени защиты

$$I_{сз}^I = k_{отс}^I I_{к BH_{max}}^{(3)}.$$

Максимальный ток внешнего КЗ, проходящий через место установки защиты А1, (трехфазное КЗ в точке $K_3^{(3)}$)

$$I_{к BH_{max}}^{(3)} = E_{\phi} / (X_{1c_{max}} + X_{1лг} l).$$

Ток срабатывания защиты (отсечки)

$$I_{с.з}^I = k_{отс}^I E_{\phi} / (X_{1c_{max}} + X_{1лг} l).$$

Ток, проходящий через защиту при трехфазном КЗ (точка $K_2^{(3)}$) в максимальном режиме $I_{к2}^{(3)}$, и ток, проходящий через защиту при двухфазном КЗ (точка $K_1^{(2)}$) в минимальном режиме $I_{к1}^{(2)}$. Точки $K_1^{(2)}$ и $K_2^{(3)}$ находятся в конце защищаемых зон соответственно l_1^I и l_2^I :

$$I_{к2}^{(2)} = E_{\phi} / (X_{1c_{max}} + X_{1лг} l_2^I).$$

Ток двухфазного КЗ (при условии, что сопротивления прямой и обратной последовательностей одинаковы)

$$I_{к}^{(2)} = (\sqrt{3}/2) I_{к}^{(3)}.$$

Ток двухфазного КЗ в точке $K_1^{(2)}$ в минимальном режиме

$$I_{к1}^{(2)} = (\sqrt{3}/2) E_{\phi} / (X_{1c_{max}} + X_{1лг} l_1^I).$$

Зоны срабатывания в максимальном l_2^I и минимальном l_1^I режимах (из рис. 1.1 следует, что токи $I_{к2}^{(3)}$ и $I_{к1}^{(2)}$ равны току срабатывания защиты):

– при трехфазном КЗ в максимальном режиме:

$$\frac{k_{омс}^I E_{\phi}}{(X_{1c_{max}} + X_{1лг} l)} = \frac{E_{\phi}}{(X_{1c_{max}} + X_{1лг} l_2^I);$$

– при двухфазном КЗ в минимальном режиме:

$$\frac{k_{омс}^I E_{\phi}}{(X_{1c_{max}} + X_{1лг} l)} = \frac{\sqrt{3} E_{\phi}}{2(X_{1c_{min}} + X_{1лг} l_1^I)}.$$

Из этих выражений следует соответственно:

$$l_2^I = \frac{1}{k_{омс}^I} \left[l - \frac{(k_{омс}^I - 1) X_{1c_{max}}}{X_{1лг}} \right]$$

и

$$l_1^I = \frac{1}{k_{омс}^I} \left[(\sqrt{3}/2) l - \frac{(k_{омс}^I X_{1c_{min}} - (\sqrt{3}/2) X_{1c_{max}})}{X_{1лг}} \right].$$

Пример 1.2. Рассчитать зоны действия (срабатывания) токовой отсечки с выдержкой времени.

Исходные данные. На воздушных линиях сети (рис. 1.2) напряжением 110 кВ установлены токовые отсечки от междуфазных КЗ, выполненные по схеме неполной звезды.

На линии Л1 установлена отсечка А1 с выдержкой времени (вторая ступень), на линии Л2 – отсечка А2 без выдержки времени (первая ступень).

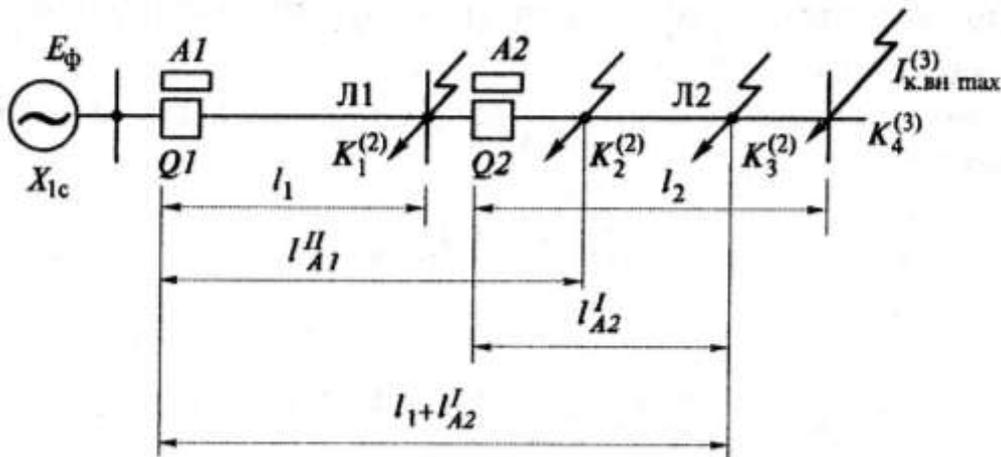


Рис. 1.2. Расчетная схема электрической сети и зоны, защищаемые токовыми отсечками с выдержками времени

Сопrotивления системы в максимальном и в минимальном режимах принимаем равными $X_{1c} = 5 \text{ Ом}$, погонное индуктивное сопротивление линии $X_{1n2} = 0,4 \text{ Ом/км}$. Длина линии $Л1$ составляет 30 км, а $Л2$ – 40 км. Коэффициенты отстройки: для защиты $A1$ $k_{отс}^{II} = 1,1$; для защиты $A2$ $k_{отс}^I = 1,2$.

Необходимо определить защищаемую зону l_{A1}^{II} защиты $A1$ и зону l_{A2}^I защиты $A2$ при двухфазных КЗ.

Решение

Ток внешнего короткого замыкания (при повреждении в точке $K_4^{(3)}$):

$$I_{к BH_{\max}}^{(3)} = E_{\phi} / [X_{1c} + X_{1лг} (l_1 + l_2)].$$

Ток срабатывания защиты $A2$ равен:

$$I_{сз_{A2}}^I = k_{отс}^I E_{\phi} / [X_{1c} + X_{1лг} (l_1 + l_2)].$$

Этот ток равен току КЗ при повреждении в точке $K_3^{(2)}$ (на границе защищаемой зоны l_{A2}^I) (см. рис. 1.2)

$$I_{к3}^{(2)} = (\sqrt{3}/2) E_{\phi} / [X_{1c} + X_{1лг} (l_1 + l_{A2}^I)].$$

Отсюда следует:

$$l_1 + l_{A2}^I = \frac{1}{k_{отс}^I} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (l_1 + l_2) - \left(k_{отс}^I - \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \frac{X_{1c}}{X_{1лг}} \right]$$

или

$$l_{A2}^I = \frac{1}{k_{отс}^I} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (l_1 + l_2) - \left(k_{отс}^I - \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \frac{X_{1c}}{X_{1лг}} \right] - l_1.$$

Используя исходные данные задачи, найдем защищаемую зону: $l_{A2}^I = 17 \text{ км}$, или $l_{A2}^I = 0,425 l_2$.

Ток срабатывания отсечки с выдержкой времени $A1$:

$$I_{сз_{A1}}^{II} = k_{отс}^{II} I_{сз_{A2}}^I$$

или

$$I_{сз_{A1}}^{II} = k_{отс}^{II} k_{отс}^I E_{\phi} / [X_{1c} + X_{1лг} (l_1 + l_2)].$$

Этот ток, в свою очередь, равен току двухфазного КЗ при повреждении в конце защищаемой зоны l_{A1}^{II} (КЗ в точке $K_2^{(2)}$):

$$I_{\kappa 2}^{(2)} = (\sqrt{3}/2)E_{\phi} / (X_{1c} + X_{1\text{лр}} l_{A1}^{II}).$$

Таким образом, имеем:

$$l_{A1}^{II} = \frac{1}{k_{\text{отс}}^I k_{\text{отс}}^{II}} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} (l_1 + l_2) - \frac{(k_{\text{отс}}^I k_{\text{отс}}^{II} - \sqrt{3}/2) X_{1c}}{X_{1\text{лр}}} \right].$$

Для условия задачи $l_{A1}^{II} = 41,55 \text{ км}$, или $l_{A1}^{II} = 1,358 l_1$,
 $l_{A1}^{II} = l_1 + 0,288 l_2$.

Коэффициент чувствительности отсечки с выдержкой времени $A1$ (при двухфазном КЗ в точке $K_1^{(2)}$)

$$k_u^{(2)} = \frac{X_{1c} + X_{1\text{лр}} l_{A1}^{II}}{X_{1c} + X_{1\text{лр}} l_1} = 1,27,$$

т. е. близок к требуемому значению $k_u^{(2)} \geq 1,3$.

Пример 1.3. Рассчитать токовые отсечки $A1$ и $A2$ (защиты от междуфазных КЗ) на линиях с двусторонним питанием напряжением 110 кВ (рис. 1.3).

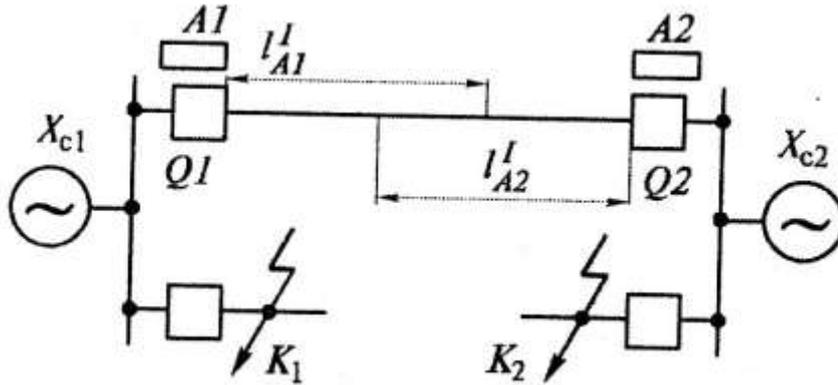


Рис. 1.3. Схема электрической сети

Цель расчета: получение практических навыков по расчету токов срабатывания отсечек и определению защищаемых ими зон на линии с двусторонним питанием.

Исходные данные. Сопротивление систем: $X_{c1} = 10 \text{ Ом}$; $X_{c2} = 25 \text{ Ом}$; погонное сопротивление линии $X_{л} = 0,4 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$; длина линий $l = 50 \text{ км}$; коэффициент отстройки $k_{отс}^I = 1,2$. Сопротивления обратной последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности.

Решение

1. Выбираем токи срабатывания. Для этого необходимо знать токи, проходящие по защищаемой линии при трехфазных КЗ в точках K_1 и K_2 . При КЗ в точке K_1 :

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{\phi}}{X_{c2} + X_{л}} = \frac{110}{\sqrt{3}(25 + 50 \cdot 0,4)} = 1,41 \text{ кА.}$$

При КЗ в точке K_2 :

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{\phi}}{X_{c1} + X_{л}} = \frac{110}{\sqrt{3}(10 + 50 \cdot 0,4)} = 2,1 \text{ кА.}$$

Если защиты $A1$ и $A2$ не имеют органов направления мощности, то их токи срабатывания следует выбирать так, чтобы исключить срабатывания отсечек как при КЗ в точке K_1 , так и в точке K_2 . Это выполняется, если принять:

$$I_{сз1}^I = I_{сз2}^I = k_{отс}^I I_{к2}^{(3)} = 1,2 \cdot 2,1 = 2,52 \text{ кА.}$$

2. Определяем защищаемые зоны l_{A1}^I и l_{A2}^I . Для защиты $A1$ при трехфазном КЗ имеем:

$$\begin{aligned} l_{A1}^I &= \frac{1}{k_{отс}^I} \left[l - \frac{(k_{отс}^I - 1)X_{c1}}{X_{л}} \right] = \\ &= \frac{1}{1,2} \left[50 - \frac{(1,2 - 1)10}{0,4} \right] = 37,5 \text{ км.} \end{aligned}$$

При двухфазном КЗ:

$$\begin{aligned} l_{A1}^I &= \frac{1}{k_{отс}^I} \left[\frac{\sqrt{3}}{2} l - \left(k_{отс}^I - \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \frac{X_{c1}}{X_{л}} \right] = \\ &= \frac{1}{1,2} \left[0,865 \cdot 50 - \frac{(1,2 - 0,865)10}{0,4} \right] = 29 \text{ км.} \end{aligned}$$

Эти выражения можно было использовать для определения l_{A2}^I защиты $A2$, если бы ее ток срабатывания отстраивался не от тока $I_{\kappa 2}^{(3)}$, а от тока $I_{\kappa 1}^{(3)}$. Но это возможно при наличии у отсечки $A2$ органа направления мощности. При этом в указанные выражения вместо X_{c1} следует ввести $X_{c2} = 25$ Ом. В этом случае защищаемые зоны защиты $A2$ при трехфазном КЗ $l_{A2}^I = 31,25$ км, при двухфазном КЗ $l_{A2}^I = 18,54$ км. При отсутствии органа направления мощности ток срабатывания:

$$I_{cз2}^I = k_{отс}^I I_{\kappa 2}^I = k_{отс}^I E_{\phi} / (X_{c1} + lX_{пт}).$$

Он должен быть равен току в защите при КЗ в конце зоны l_{A2}^I ,

$$\frac{E_{\phi}}{X_{c2} + l_{A2}^I X_{пт}}, \text{ т. е. } \frac{k_{отс}^I E_{\phi}}{X_{c1} + lX_{пт}} = \frac{E_{\phi}}{X_{c2} + l_{A2}^I X_{пт}}$$

или

$$l_{A2}^I = \frac{(X_{c1} + lX_{пт} - 1,2X_{c2})}{1,2X_{пт}} = \frac{10 + 50 \cdot 0,4 - 1,2 \cdot 25}{1,2 \cdot 0,4} = 0.$$

Таким образом, при отсутствии органа направления мощности защита $A2$ не может быть использована, поскольку ее защищаемая зона окажется равной нулю.

2.2. Практическое занятие № 2

Задача № 2. Расчет токов при КЗ за трансформатором с регулированием напряжения под нагрузкой

Основные теоретические положения

На современных трансформаторах 35 кВ и выше устанавливают автоматические регуляторы напряжения (РПН), имеющие целью поддерживать на шинах низшего напряжения (НН) трансформатора номинальное напряжение при эксплуатационных изменениях напряжения на стороне высшего напряжения (ВН). Это достигается регулированием коэффициента трансформации трансформатора с помощью изменения напряжения (обычно на стороне ВН). Поскольку номинальная мощность трансформатора

является величиной постоянной, то при изменении напряжения регулируемой стороны ВН обратно пропорционально ему изменяется ток на этой стороне.

При регулировании напряжения на стороне ВН изменяется и сопротивление рассеяния трансформатора, отнесенное к стороне ВН. Причем характер этого изменения зависит от конструктивных особенностей трансформатора. Для понижающих трансформаторов 110 кВ общего назначения (ГОСТ 12965-74) при уменьшении коэффициента трансформации $-\Delta U_{рпн}$ сопротивление рассеяния x_{Tp} уменьшается по сравнению со средним его значением, а при увеличении коэффициента трансформации $+\Delta U_{рпн}$ оно увеличивается. В этом ГОСТ приведены расчетные значения напряжений КЗ $u_k, \%$ не только для среднего положения регулятора РПН $u_{k\text{ ср}}$, но и для его положений на крайних ответвлениях регулируемой обмотки (РО): $u_{k\text{ min}}$ и $u_{k\text{ max}}$. Эти значения отнесены к номинальной мощности трансформатора и напряжениям среднего и крайних ответвлений РО соответственно. Причем крайнему «минусовому» ответвлению РО $-\Delta U_{рпн}$ соответствует $u_{k\text{ min}}$, а крайнему «плюсовому» ответвлению — $u_{k\text{ max}}$.

Для трансформаторов 110 и 35 кВ при $-\Delta U_{рпн}$ напряжение КЗ $u_k, \%$ меньше среднего, а при $+\Delta U_{рпн}$ — больше среднего, а значения x_{Tp} в именованных единицах отнесены к регулируемой стороне ВН и определяют по выражениям:

$$x_{Tp\text{ ср}} = \frac{u_{k\text{ ср}} \% U_{\text{ср}}^2 \text{ ВН}}{100 S_{\text{ном } Tp}},$$

$$x_{Tp\text{ min}} = \frac{u_{k\text{ min}} \% U_{\text{min ВН}}^2}{100 S_{\text{ном } Tp}} = \frac{u_{k\text{ min}} \% [U_{\text{ср ВН}} (1 - \Delta U_{*рпн})]^2}{100 S_{\text{ном } Tp}}, \quad (2.1)$$

$$x_{Tp\text{ max}} = \frac{u_{k\text{ max}} \% U_{\text{max ВН}}^2}{100 S_{\text{ном } Tp}} = \frac{u_{k\text{ max}} \% [U_{\text{ср ВН}} (1 + \Delta U_{*рпн})]^2}{100 S_{\text{ном } Tp}}, \quad (2.2)$$

где U_{BH} – напряжение стороны ВН, кВ; $S_{ном Tr}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А; $\Delta U_{* рпн} = \Delta U_{рпн} \% / 100$ – половина полного (суммарного) диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора.

Если напряжение $U_{max BH}$ по (2.1) оказывается больше максимально допустимого для данной сети, то $U_{max BH}$ в (2.2) следует принимать по имеющейся таблице. Величину $u_k, \%$ для положения регулятора, соответствующего $U_{BH} = U_{max}$, следует определять или экспериментально, или путем интерполяции по известным значениям $u_{k ср}, \%$ и $u_{k max}, \%$.

Для существующих понижающих трансформаторов распределительных сетей 35-110 кВ с достаточной точностью в практических расчетах принимают искомое $u_k, \%$ примерно равным паспортному $u_{k max}, \%$. Например, у трансформатора с коэффициентом трансформации $115 \pm 16 \% / 11$ кВ по расчету $U_{max BH} = 115(1 + 0,16) = 133,4$ кВ. Но для этой сети должно быть (по таблице) $U_{max} = 126$ кВ. Следовательно, в (2.2) подставляют $U_{max} = 126$ кВ. В таких случаях принимают

$$x_{Tr max} = \frac{u_{k max} \% U_{max}^2}{100 S_{ном Tr}}. \quad (2.3)$$

При отсутствии паспортных данных величины $x_{Tr min}$ и $x_{Tr max}$ достаточно просто могут быть определены экспериментально. Для предварительных расчетов можно использовать параметры однотипных трансформаторов или параметры, приведенные в ГОСТ. У современных понижающих трансформаторов 110 кВ распределительных сетей с $\Delta U_{рпн} = \pm 16 \%$, x_{Tr} при крайних положениях регулятора РПН может отличаться от среднего в 1,3...1,6 раза, а отношение $x_{Tr max} / x_{Tr min}$ может быть в пределах 2...2,5 и даже больше. У трансформаторов 35 кВ (ГОСТ 11920-73) мощностью 4 и 6 МВ·А при $\Delta U_{рпн} = \pm 9 \%$ это отношение равно примерно 1,8 (для

трансформаторов 35 кВ меньшей мощности это отношение значительно меньше).

Очевидно, что большое различие в значениях x_{Tp} вызывает и значительные различия в значениях токов $I_{K \max}$ и $I_{K \min}$, протекающих по регулируемой стороне ВН при КЗ за трансформатором. Значения $I_{K \max}^{(3)}$ необходимы для расчета токов срабатывания дифференциальных защит, расчетной проверки трансформаторов тока, согласования характеристик зависимых максимальных защит и др. Расчетная схема для вычисления этого тока используется также для приближенного определения тока самозапуска нагрузки.

Значения $I_{K \min}$ необходимы для вычисления коэффициента чувствительности защит.

Расчет максимального тока КЗ $I_{K \max}^{(3)}$ следует производить при наименьшем сопротивлении питающей системы в максимальном ее режиме ($x_{c \max}$, отнесенном к U_{cp} сети ВН) и сопротивлении $x_{Tp \min}$, вычисленном по (2.1). Значения ЭДС питающей системы на стороне ВН защищаемого трансформатора при точном расчете токов КЗ следует получить из электрических расчетов сети во всех возможных режимах ее работы. Для практических расчетов токов КЗ за понижающим трансформатором можно воспользоваться известным методом наложения аварийных токов на токи нагрузки трансформатора в предаварийном режиме [3, 4]. В основу этого метода положено предположение о постоянстве номинального напряжения на стороне НН (или СН) трансформатора, которое обеспечивается автоматикой РПН. В целях упрощения практических расчетов определение $I_{K \max}^{(3)}$ для выбора уставок релейной защиты понижающих трансформаторов с РПН можно производить по выражению

$$I_{K \max \text{ BH}}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(x_{c \max} + x_{Tp \min})}, \quad (2.4)$$

где $U_{ном}$ – номинальное междуфазное напряжение сети.

По сравнению с расчетом методом наложения, расчет по (2.4) дает небольшое увеличение значения $I_{k \max}^{(3)}$, что создает расчетный запас.

Приведение $I_{k \max BH}^{(3)}$ к нерегулируемой стороне НН следует производить не по среднему коэффициенту трансформации трансформатора, а по минимальному, соответствующему тому же крайнему положению РПН, при котором вычислялся этот ток:

$$I_{k \max HH}^{(3)} = I_{k \max BH}^{(3)} \frac{U_{cpBH}(1 - \Delta U_{* pнн})}{U_{HH}}. \quad (2.5)$$

Расчет минимального тока КЗ $I_{k \min}^{(3)}$ следует производить при наибольшем сопротивлении питающей системы в минимальном ее режиме ($x_{c \min}$) и наибольшем сопротивлении рассматриваемого трансформатора, вычисленном по (2.2) или (2.3). Значения ЭДС питающей системы на стороне ВН защищаемого трансформатора при точном расчете токов КЗ также следует получить из электрических расчетов сети. Но поскольку это достаточно трудно выполнимо, то для практических расчетов $I_{k \min}^{(3)}$ также можно воспользоваться методом наложения [3, 7]. В целях упрощения практических расчетов вычисление $I_{k \min}^{(3)}$ для выбора уставок релейной защиты понижающих трансформаторов с РПН можно производить по выражению

$$I_{k \max BH}^{(3)} \frac{U_{\max BH}}{\sqrt{3} (x_{c \min} + x_{Tp \max})}, \quad (2.6)$$

где $U_{\max BH} = U_{cp BH} (1 + \Delta U_{* pнн})$, но не более U_{\max} (таблица [5]). При определении методом наложения минимально возможного тока КЗ за трансформатором ток нагрузки в доаварийном режиме считается равным нулю.

Приведение $I_{k \min BH}^{(3)}$ к нерегулируемой стороне НН следует производить с помощью коэффициента трансформации, при котором вычислялся этот ток:

$$I_{\kappa \min HH}^{(3)} = I_{\kappa \min BH}^{(3)} \frac{U_{\max BH}}{U_{HH}}, \quad (2.7)$$

где $U_{\max BH}$ – не более, чем указанное в таблице [5].

Пример 2.1. Рассчитать токи трехфазного КЗ за трансформатором с регулированием напряжения под нагрузкой (с РПН).

Исходные данные. Понижающий трансформатор типа ТДН-16000/110; $Y/\Delta-11$; $S_{ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{ном} = 115 \pm 91,78 \text{ \%}/11 \text{ кВ}$; $u_{\kappa \text{ ср}} = 10,5 \text{ \%}$; $u_{\kappa \min} = 9,8 \text{ \%}$; $u_{\kappa \max} = 11,5 \text{ \%}$. Сопротивления питающей системы $x_{c \max} = 10 \text{ Ом}$, $x_{c \min} = 20 \text{ Ом}$ приведены к напряжению 110 кВ. Необходимо определить $I_{\kappa \max}^{(3)}$, $I_{\kappa \min}^{(3)}$ при трехфазном КЗ за трансформатором.

Решение

Определяем сопротивления трансформатора

$$x_{Tp \min} = \frac{9,8[115(1-0,16)]^2}{100 \cdot 16} = 57 \text{ Ом},$$

$$x_{Tp \max} = \frac{11,5 \cdot 126^2}{100 \cdot 16} = 114 \text{ Ом}.$$

Максимальные значения токов КЗ

$$I_{\kappa \max BH}^{(3)} = \frac{110000}{\sqrt{3}(10+57)} = 950 \text{ А};$$

$$I_{\kappa \max HH}^{(3)} = 950 \frac{115 \cdot (1-0,16)}{11} = 8350 \text{ А}.$$

Минимальные значения токов

$$I_{\kappa \min BH}^{(3)} = \frac{126000}{\sqrt{3}(20+114)} = 545 \text{ А};$$

$$I_{\kappa \min HH}^{(3)} = 545 \cdot 126/11 = 6250 \text{ А}.$$

Сравним отношения вычисленных сопротивлений:

$$x_{Tp \max} / x_{Tp \min} = 114/57 = 2; \quad x_{Tp \text{ ср}} / x_{Tp \min} = 87/57 = 1,52;$$

$$x_{Tp \max} / x_{Tp \text{ ср}} = 114/87 = 1,3.$$

Сравним отношения вычисленных токов КЗ: на стороне ВН $950/545 = 1,75$; на стороне НН $8350/6250 = 1,33$.

2.3. Практическое занятие № 3

Задача № 3. Расчет тока самозапуска

Цель расчета: проведение приближенного расчета тока самозапуска промышленной нагрузки и минимального остаточного напряжения на шинах приемной подстанции для определения уставок максимальной токовой защиты.

Основные положения

При расчете максимальных токовых защит линий и трансформаторов, питающих промышленные предприятия, обычно требуется производить расчет тока самозапуска $I_{сзн}$, который используется для определения коэффициента самозапуска

$$k_{сзн} = \frac{I_{сзн}}{I_{ном}}. \quad (3.1)$$

Практический расчет этого коэффициента достаточно сложен в виду того, что для каждого элемента сети (линии, трансформатора) его точное значение зависит от многих факторов: состава нагрузки, пусковых характеристик двигателей, схемы их включения, степени загрузки приводимых механизмов, длительности и степени снижения напряжения и т. д. Поэтому при расчетах уставок релейной защиты пользуют либо рекомендации, согласно которым для отстройки от токов самозапуска ток срабатывания максимальной защиты выбирают по условию

$$I_{сз} \geq 4I_{ном}, \quad (3.2)$$

либо производят приближенный расчет тока самозапуска и коэффициента самозапуска, принимая при этом ряд допущений.

Например, при приближенном расчете принимают, что двигатели перед началом самозапуска полностью остановлены (заторможены). Это вполне справедливо для случаев отключения питания на несколько секунд. При более быстром (менее 1 секунды) восстановлении питания фактический ток самозапуска

оказывается меньше расчетного, однако ошибка обычно невелика (10...20 %) и увеличивает расчетный запас.

При отсутствии высоковольтных двигателей ток самозапуска промышленной нагрузки рассчитывают приближенно (как ток трехфазного КЗ за сопротивлением, равным сопротивлению обобщенной нагрузки). Это сопротивление принимают [3] равным $x_{*нагр} = 0,35$. Оно должно быть отнесено к максимальной рабочей мощности и среднему напряжению элемента (питающей линии, трансформатора), на котором установлена защита. В рассматриваемом ниже примере сопротивление обобщенной нагрузки, подключенной к шинам приемной подстанции РТП, включает в себя сопротивления понижающих трансформаторов, кабелей 0,4 кВ, остановившихся электродвигателей и прочей нагрузки 0,4 кВ.

Пример 3.1. Произвести расчет (приближенным методом) тока и коэффициента самозапуска для выбора уставок максимальной токовой защиты реактированной кабельной линии (рис. 3.1), питающей промышленную нагрузку.

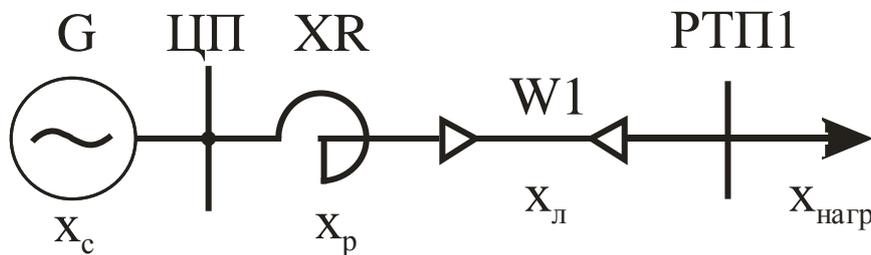


Рис. 3.1. Расчетная схема фрагмента СЭС

Исходные данные: $U_{ном} = 6,3$ кВ, $X_c = 0,145$ Ом, $X_p = 0,61$ Ом, $Z_k = 0,516 + j0,152$ Ом, $x_{*нагр} = 0,35$.

Решение

Для определения сопротивления обобщенной нагрузки в режиме самозапуска в именованных единицах считают, что мощность нагрузки равна максимальной рабочей мощности кабельной линии и $I_{раб\ max} = I_{дл\ доп}$.

$$X_{нагр} = \frac{x_{*нагр} U_{ном}}{\sqrt{3} I_{раб. max}} = \frac{0,35 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 260} = 4,9 \text{ Ом},$$

где $I_{дл доп} = 260 \text{ А}$ для кабеля АСБ-3 \times 120 [1].

Ток самозапуска определяют как ток трехфазного КЗ за эквивалентным сопротивлением $X_{\text{э}} = X_c + X_p + X_k + X_{нагр} = 0,145 + 0,61 + 0,152 + 4,9 \approx 5,81 \text{ Ом}$ и $R_{\text{э}} = R_{каб} = 0,516 \text{ Ом}$.

При $R_{\text{э}} < \frac{1}{3} X_{\text{э}}$ активным сопротивлением практически можно пренебречь.

Ток самозапуска будет равен

$$I_{сзн} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} X_{\text{э}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 5,81} = 625 \text{ А}.$$

Коэффициент самозапуска в соответствии с (3.1) равен $k_{сзн} = 625/260 = 2,4$.

При расчете тока самозапуска обычно определяют минимальное остаточное напряжение на шинах приемной подстанции РТПП в начале самозапуска:

$$U_{\min} = \sqrt{3} I_{сзн} X_{нагр} = \sqrt{3} \cdot 625 \cdot 4,9 = 5300 \text{ В}$$

или в относительных единицах

$$U_{\min} \% = \frac{U_{\min}}{U_{ном}} 100 = \frac{5300}{6300} 100 \approx 84 \%$$

По полученной в расчете величине U_{\min} оценивают возможность успешного самозапуска, так как допустимые величины U_{\min} в зависимости от характера нагрузки должны находиться в пределах (55...70) % $U_{ном}$. Кроме того, расчет величины U_{\min} необходим для определения уставок пусковых органов минимального напряжения максимальных токовых защит (трансформаторов) [5].

Следует иметь в виду, что при частично затормозившихся электродвигателях (при быстром восстановлении питания) фактическое остаточное напряжение оказывается выше, чем рассчитанное данным приближенным методом, но ошибка обычно невелика и создает расчетный запас.

Для высоковольтных электродвигателей (3, 6, 10 кВ) пусковые сопротивления определяют индивидуально, так как кратности пусковых токов двигателей колеблются в очень широких пределах (от 5 до 10) в зависимости от типа электродвигателя.

Сопротивление полностью остановившегося электродвигателя определяют по выражению

$$X_n = \frac{U_{ном\ дв}}{\sqrt{3} k_n I_{ном\ дв}}, \quad (3.3)$$

где $U_{ном\ дв}$, $I_{ном\ дв}$ – номинальные напряжение и ток двигателя; k_n – кратность пускового тока двигателя.

Эквивалентное (суммарное) сопротивление нескольких остановившихся электродвигателей определяют следующим образом:

$$X_{n\ сум} = \frac{U_{ном\ дв}}{\sqrt{3} I_{n\ сум}}, \quad (3.4)$$

$$\text{где } I_{n.сум} = (k_n I_{ном})_{дв\ 1} + (k_n I_{ном})_{дв\ 2} + \dots + (k_n I_{ном})_{дв\ N}. \quad (3.5)$$

Если кроме электродвигателей имеется осветительная и другая подобная нагрузка, имеющая неизменное сопротивление, то ее учитывают в выражении (3.5), полагая $k_n = 1$. Если, кроме того, имеется промышленная нагрузка, включенная через трансформаторы 6/0,4 или 10/0,4 кВ, то ее представляют пусковым сопротивлением обобщенной нагрузки $x_{*нагр} = 0,35$, отнесенным к мощности этих трансформаторов. При этом все пусковые сопротивления считают включенными параллельно.

Пример 3.2. Определить ток самозапуска при условии, что к шинам РТП (рис. 3.2) кроме обобщенной нагрузки промышленного типа дополнительно подключены два одинаковых асинхронных электродвигателя. Параметры электродвигателей: $P_{ном} = 600$ кВт, $U_{ном} = 6,3$ кВ, $I_{ном} = 66$ А, $k_n = 6$.

Решение

1. Пусковой ток и суммарное пусковое сопротивление двух электродвигателей (3.3, 3.4) 6 кВ равно:

$$I_{n \text{ сум}} = 2k_n I_{\text{ном}} = 2 \cdot 6 \cdot 66 = 790 \text{ А};$$

$$X_{n \text{ сум}} = \frac{U_{\text{ном дв}}}{\sqrt{3} I_{n \text{ сум}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 790} = 4,65 \text{ Ом.}$$

2. Максимальный рабочий ток кабельной линии принимают равным длительно допустимому току кабеля $I_{\text{дл доп}} = 260 \text{ А}$ [5]. Максимальный рабочий ток нагрузки равен:

$$I_{\text{нагр}} = I_{\text{дл доп}} - 2I_{\text{ном дв}} = 260 - 2 \cdot 66 = 128 \text{ А.}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки при самозапуске

$$X_{\text{нагр}} = \frac{x_{* \text{нагр}} U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{нагр}}} = \frac{0,35 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 128} = 10 \text{ Ом.}$$

3. Эквивалентное сопротивление двигателей 6 кВ и остальной нагрузки (промышленного типа) при самозапуске:

$$X_{\text{э}} = \frac{X_n \cdot X_{n \text{ сумм}}}{X_n + X_{n \text{ сумм}}} = \frac{4,65 \cdot 10}{4,65 + 10} \approx 3,16 \text{ Ом.}$$

4. Ток самозапуска

$$I_{\text{сзн}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} X_{\text{э}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} (0,145 + 0,61 + 0,152 + 3,16)} \approx 900 \text{ А.}$$

Коэффициент самозапуска по выражению (3.1) равен $k_{\text{сзн}} = 900/260 \approx 3,45$.

5. Минимальное остаточное напряжение на шинах 6 кВ РТП (на зажимах двигателей) $U_{\text{min}} = \sqrt{3} \cdot 900 \cdot 3,16 \approx 4900 \text{ В}$ (78 % $U_{\text{ном}}$). Следовательно, самозапуск двигателей обеспечивается.

Пример 3.3. Произвести приближенный расчет тока самозапуска нагрузки для трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Общие положения

Максимальный ток самозапуска, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора с РПН ($I_{\text{сзн max ВН}}$), определяют так же, как ток $I_{\text{к max}}^{(3)}$ при КЗ за сопротивлением заторможенной нагрузки при $x_{\text{с max}}$ и $x_{\text{тр min}}$ по выражению:

$$I_{c3n \max BH} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(x_{c \max} + x_{тр \min} + x'_{n \text{ сум}})}, \quad (3.6)$$

где $x'_{n \text{ сум}}$ – сопротивление заторможенной нагрузки, приведенное к стороне ВН при минимальном коэффициенте трансформации трансформатора:

$$x'_{n \text{ сум}} = \frac{U_{ном \text{ дв}}}{\sqrt{3}I_{n \text{ сум}}} \left[\frac{U_{ср \text{ BH}} \left(1 - \Delta U_{РПН}^* \right)}{U_{НН}} \right]^2. \quad (3.7)$$

Сопротивление обобщенной нагрузки ($x_{нагр}^* = 0,35$), отнесенное к номинальной мощности трансформатора с РПН и минимальному напряжению его стороны ВН (при $-U_{РПН}$), определяют по выражению:

$$x'_{нагр} = x_{нагр}^* \left[U_{ср \text{ BH}} \left(1 - \Delta U_{РПН}^* \right) \right]^2 / S_{ном \text{ тр}}. \quad (3.8)$$

Заметим, что имеющийся при расчете по формуле (3.6) расчетный запас учитывает, в частности, возможное увеличение тока самозапуска в случае автоматического включения под нагрузку находившегося в резерве трансформатора, у которого в этот момент регулятор РПН находится в крайнем «минусовом» положении, которое не соответствует более высокому напряжению на выводах ВН.

Решение

Определяем величину $I_{c3n \max BH}$ по (3.6) при условии, что трансформатор может работать с полной нагрузкой, которая представлена в виде обобщенной с $x_{нагр}^* = 0,35$ (при отсутствии высоковольтных двигателей):

$$I_{c3n \max BH} = \frac{110000}{\sqrt{3}(10 + 57 + 204)} = 235 \text{ А},$$

где по формуле (3.8):

$$x'_{нагр} = \frac{0,35[115(1 - 0,16)]^2}{16} = 204 \text{ Ом}.$$

По отношению к номинальному току трансформатора при этом же положении регулятора РПН получим $I_{ном\ tr\ max} = 85\text{А}$, а коэффициент самозапуска будет равен:

$$k_{c3n} = \frac{I_{c3n}}{I_{раб\ max}} = \frac{235}{85} = 2,76.$$

По току самозапуска определяют ток срабатывания максимальной токовой защиты без пуска по напряжению, установленной на стороне ВН. Для условий этого примера $I_{c3} = 352\text{А}$ при $k_H = 1,2$; $k_E = 0,8$. При $n_m = 150/5$ и схеме соединения трансформаторов тока в треугольник по формуле $I_{cp} = I_{c3} k_{cx}^{(3)} / n_m$

$$I_p = 1,5 I_K^{(3)} / n_T = 1,5 \cdot 545 / 30 = 27\text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности этой защиты равен:

$$k_{ч} = \frac{I_{p\ min}}{I_{cp}} = \frac{27}{20} = 1,35 < 1,5.$$

Для сравнения тот же расчет, но без учета влияния РПН на сопротивление трансформатора, дает значительно более высокий коэффициент чувствительности.

Таким образом, наличие РПН приводит к существенному увеличению значения I_{c3n} и уменьшению значения $I_{K\ min}^{(3)}$, а, следовательно, к снижению чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора. Поэтому для трансформаторов с РПН (питающих нагрузку типа обобщенной или высоковольтные двигатели, участвующие в самозапуске) оказывается необходимым, как правило, выполнение максимальной токовой защиты с пуском по напряжению.

2.4. Практическое занятие № 4

Задача № 4. Расчет максимальной токовой защиты кабельной линии

Цель расчета: получение практических навыков по выбору уставок по току, типовых характеристик выдержек времени и определения коэффициентов чувствительности при расчете кабельных линий.

Пример 4.1. Произвести расчет максимальных токовых защит кабельных линий Л1, Л2, и Л3 напряжением 10 кВ (рис. 4.1.1) с зависимыми выдержками времени.

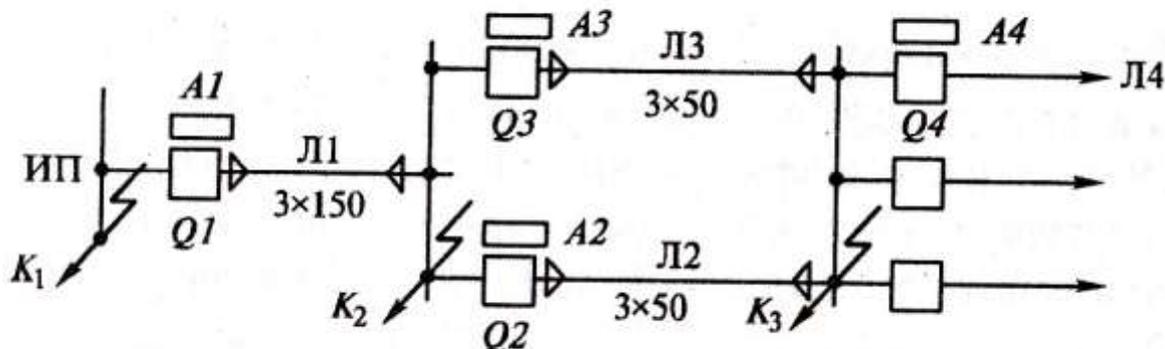


Рис. 4.1.1. Расчетная схема кабельных линий

Исходные данные. Коэффициент отстройки $k_{отс}^{III} = 1,2$; коэффициент возврата $k_{в} = 0,8$; коэффициент самозапуска $k_{сзн} = 1,5$ и степень селективности $t = 0,5$ с.

Трехжильные кабели с медными жилами проложены в земле, длительно допустимый ток $I_{дл доп} = 355$ А – для линии Л1 (3×150), $I_{дл доп} = 180$ А для линий Л2 и Л3 (3×50). Общее количество кабелей, лежащих рядом в одной траншее, равно 4. При этом поправочный коэффициент, снижающий длительно допустимый ток, равен 0,8. Кабели допускают перегрузку в течение часа на 30 % по отношению к $I_{дл доп}$.

Токи трехфазного КЗ: при повреждении в точке K_1 $I_{к1}^{(3)} = 3600$ А; при повреждении в точке K_2 $I_{к2}^{(3)} = 2900$ А; при повреждении в точке K_3 $I_{к3}^{(3)} = 2500$ А (включены обе линии Л2 и Л3) и $I_{к3}^{(3)} = 2100$ А (одна из линий Л2 или Л3 отключена). На линии Л4 (наиболее нагруженной) установлена максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени. Ее ток срабатывания $I_{сз}^{III} = 380$ А, а выдержка времени $t_3 = 0,5$ с.

Решение

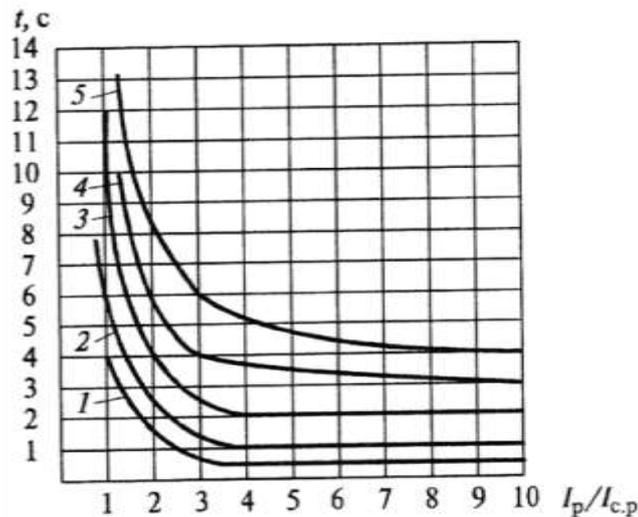


Рис. 4.1.2. Временные характеристики реле РТ-81/1, РТ-81/2, РТ-85/1, РТ-85/2. Уставки на время срабатывания: 1 – 0,5 с; 2 – 1 с; 3 – 2,0 с; 4 – 3,0 с; 5 – 4,0 с

Защиты $A2$ и $A3$ находятся в одинаковых условиях. Поэтому рассмотрим одну из них, например $A2$, и защиту $A1$.

1. Определяем длительно допустимые токи с учетом поправочного коэффициента, равного 0,8: для линии $Л1$ $I_{дл доп1} = 0,8355 = 284$ А; для линии $Л2$ $I_{дл доп2} = 0,8180 = 144$ А.

2. Определяем максимальный рабочий ток с учетом допустимой перегрузки, равной 30 %: для линии $Л1$ $I_{раб max1} = 1,3 \cdot 284 = 369$ А; для линий $Л2$ $I_{раб max2} = 1,3 \cdot 144 = 187$ А.

3. Находим токи срабатывания по формуле $I_{сз}^{III} = k_{отс}^{III} k_{сзн} I_{раб max} / k_{в}$: у защиты $A1$ $I_{сз1}^{III} = 830$ А, у защиты $A2$ $I_{сз2}^{III} = 420$ А.

4. Определяем коэффициенты чувствительности. Для защиты $A2$ этот коэффициент будет минимальным при двухфазном КЗ в точке K_3 и работе двух линий $Л2$ и $Л3$. В этом случае по каждой из них будет проходить половина тока $I_{к3}^{(2)}$ и коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{0,5I_{\text{к3}}^{(2)}}{I_{\text{сз2}}^{\text{III}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} 0,5 \cdot \frac{2500}{420} = 2,45.$$

Защита $A1$ при дальнейшем резервировании будет иметь в этом режиме максимальный коэффициент чувствительности, так как по линии $Л1$ проходит весь ток $I_{\text{к3}}^{(3)}$. Минимальную чувствительность защита имеет, когда одна из линий $Л2$ или $Л3$ отключена. В этом случае по линии $Л1$ проходит ток $I_{\text{к3}}^{(2)} = (\sqrt{3}/2)2100 = 1817 \text{ А}$ и коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}^{(2)} = 1817/830 = 2,2$. Чувствительность защиты $A1$ при ближнем резервировании не зависит от режима линии $Л2$ и $Л3$. Ее коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \left(I_{\text{к2}}^{(3)} / I_{\text{сз1}}^{\text{III}}\right) = 0,865 \cdot 2900/830 = 3.$$

5. При выборе характеристик выдержек времени защит $A1$ и $A2$ используют типовые характеристики реле РТ-81/1 (рис. 4.1.2).

Выполняем согласование выдержек времени защит $A2$ и $A4$ при максимальном токе КЗ (повреждение в точке K_3 , линия $Л3$ отключена). Для этого определяем кратность тока:

$$I_{\text{к3}}^{(3)} / I_{\text{сз2}}^{\text{III}} = 2100/420 = 5.$$

При этой кратности выдержка времени защиты $A2$ должна быть $t_2 = t_4 + t$ или $t_2 = 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с}$. Выбираем характеристику с уставкой $t_y = 1 \text{ с}$ (рис. 4.1.2). Селективность между защитами $A1$ и $A2$ должна обеспечиваться как при работе линий $Л2$ и $Л3$, так и при отключении одной из них. Для выбора характеристики защиты $A1$ используют данные табл. 4.1. Из нее следует, что определяющим при выборе характеристики является трехфазное КЗ в точке K_3 .

Из рис. 4.1.2 следует, что время срабатывания защиты $A2$ при кратности 2,9 и $t_y = 1 \text{ с}$ равно $t_2 = 1,5 \text{ с}$. При этом кратность тока защиты $A1$ равна 3. Для обеспечения селективности необходимо, чтобы при этой кратности время срабатывания защиты $A1$ было $t_1 = t_2 + t = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}$.

Из рис. 4.1.2 следует, что для удовлетворения этого требования следует выбрать характеристику с уставкой $t_y = 2$ с.

Таблица 4.1

Кратности токов в защитах

Состояние линий	Кратности токов в защитах при КЗ		Трехфазное КЗ в точках
	$A1$	$A2$	
Линии Л2 и Л3 включены	3,5	7	K_2
	3	2,9	K_3
Включена линия Л2	3,5	7	K_2
	2,5	5	K_3

Пример 4.2. Рассчитать уставки максимальной защиты радиальной кабельной линии, питающей жилой район (бытовую нагрузку), представленной на рис. 4.2.1.

Исходные данные. Исходные данные приведены на рис. 4.2.1. Защита 4 выполняется по схеме неполной звезды на постоянном оперативном токе с индукционным реле типа РТ-81.

Решение

1. Рассчитываем токи КЗ. По заданному значению тока КЗ на шинах 6 кВ ЦП1 (19 000 А) определяем сопротивление системы:

$$z_c \approx x_c = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 19000) = 0,192 \text{ Ом.}$$

Так как задана мощность КЗ на шинах 6 кВ (например, 206 МВ·А), то вычисляем сопротивление системы:

$$z_c \approx x_c = 6,3^2 / 206 = 0,192 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивления:

– реактора типа РБА-6-300-5 %

$$x_p = \frac{x_p(\%) U_{ном}}{100 \cdot \sqrt{3} I_{ном}} = \frac{5 \cdot 6000}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 300} = 0,58 \text{ Ом;}$$

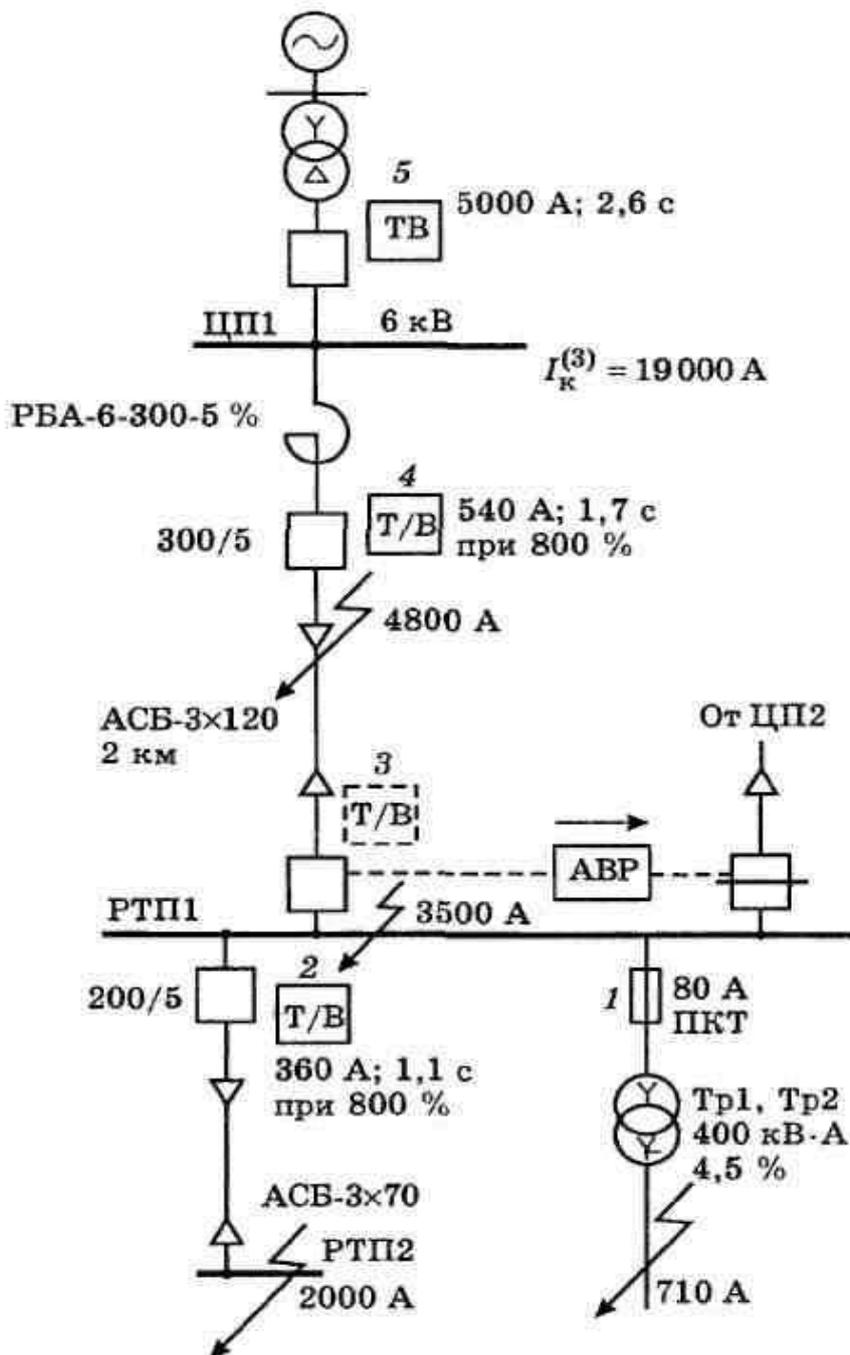


Рис. 4.2.1. Расчетная схема участка кабельной сети: Т/В – максимальная токовая защита с зависимой характеристикой; ТВ – то же с независимой характеристикой; ПКТ – плавкие предохранители (токи приведены к напряжению 6 кВ)

– кабеля АСБ-3x120

$$x_{каб} = x_{уд} l = 0,076 \cdot 2 = 0,152 \text{ Ом};$$

$$r_{kab} = r_{yd} l = 0,258 \cdot 2 = 0,516 \text{ Ом},$$

где x_{yd} , r_{yd} – индуктивное и активное сопротивления 1 км кабеля.

Сопротивления до точки КЗ на шинах РТП 1:

$$x_k = 0,192 + 0,58 + 0,152 = 0,924 \text{ Ом};$$

$$r_k = 0,516 \text{ Ом}; \quad z_k = \sqrt{0,516^2 + 0,924^2} = 1,06 \text{ Ом}.$$

Ток трехфазного КЗ на шинах РТП1

$$I_k^{(3)} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 1,06) \approx 3500 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитываем токи КЗ для других точек (рис. 4.2.1).

Выбираем ток срабатывания максимальной защиты 4 по условию

$$I_{c.з} = \frac{k_n k_{cзн}}{k_v} I_{раб\ max},$$

где k_n – коэффициент надежности несрабатывания защиты; k_v – коэффициент возврата максимальных реле тока; $k_{cзн}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего $I_{раб\ max}$ за счет одновременного пуска всех тех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания.

Рабочий максимальный ток линии принимается равным длительно допустимому току кабеля; $I_{раб\ max} = 260 \text{ А}$. Учитывая, что линия питает бытовую нагрузку, принимаем по опыту эксплуатации $k_{cзн} \approx 1,2 \div 1,3$.

Тогда $I_{c.з} \geq 1,2 \cdot 1,25 \cdot 260 / 0,8 \approx 500 \text{ А}$. Ток срабатывания защиты 4 по условию согласования чувствительности с защитой 2 при удаленном КЗ в сети РТП 2

$$I_{c.з} \geq 1,3(360 + 60) = 540 \text{ А},$$

где 60 А – суммарный рабочий ток неповрежденных элементов, определяется как 0,7 от суммы номинальных токов двух трансформаторов мощностью по 400 кВ·А каждый на РТП1 (рис. 4.2.1) в связи с тем, что они резервируют друг друга.

Определяется ток срабатывания реле защиты 4:

$$I_{c.p} = 540 \cdot 1 / 60 = 9 \text{ А},$$

где $k_{cx} = 1$, а $n_T = 300/5$ (рис. 4.2.1). Уставка 9 А на реле РТ-81/1 имеется.

Определяем коэффициенты чувствительности защиты 4: в основной зоне $k_{чув. осн} = 0,865 \cdot 3500/540 = 5,6 > 1,5$; в зоне резервирования при КЗ на шинах 6 кВ РТП2 $k_{чув. рез}^{(2)} = 0,865 \cdot 2000/540 = 3,2 > 1,2$; то же при КЗ за трансформатором Тр1 (или Тр2) мощностью 400 кВ·А:

$$k_{чув. рез}^{(2)} = 0,865 \cdot 710/540 = 1,14 < 1,2.$$

Здесь дальнейшее резервирование не обеспечивается даже при металлическом КЗ, а при КЗ через переходное сопротивление ток КЗ будет иметь еще меньшее значение. В связи с этим Правила допускают не резервировать КЗ за трансформаторами относительно малой мощности.

Выбираем характеристику времени срабатывания защиты 4 (реле РТ-80). На карте селективности (рис. 4.2.2) строим характеристику срабатывания предыдущей защиты 2 на реле РТ-80 (360 А; 1,1 с в установившейся части) и расчетную ампер-секундную характеристику 1 плавких предохранителей ПКТ-6-80 (номинальный ток 80 А). Расчетная ампер-секундная характеристика смещена вправо на 20 % по току плавления по сравнению с типовой характеристикой, приведенной в приложении. Характеристика времени срабатывания защиты 4 должна отвечать следующим требованиям.

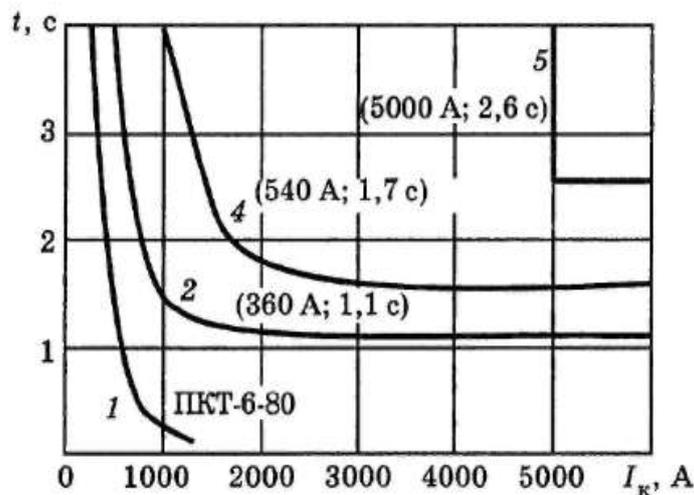


Рис. 4.2.2. Карта селективности

1. Ток срабатывания защиты 4 должен быть не менее чем на 10 % больше тока плавления предохранителя 1, соответствующего времени действия защиты 4 в начальной стадии характеристики 4 (около 5 с).

На рис 4.2.2 токи приведены к напряжению 6кВ. При $t_{nl} = 5$ с ток плавления предохранителей ПКТ-6-80 не превышает 320 А. Выбранный ранее ток срабатывания защиты 4 (540 А) соответствует этому условию.

Степень селективности между защитами 4 и 2 при токе $I_k^{(3)} = 3500$ А должна быть не менее 0,6 с. Поскольку при таком токе реле защиты 4 и 2 работают уже в независимой части характеристик, для защиты 4 выбираем характеристику $t_{c,3} = 17$ с в независимой части и наносим на карту селективности (рис. 4.2.2).

Степень селективности между защитой трансформатора с независимой характеристикой (уставки защиты 5: 5000 А и 2,6 с) и защитой 4 должна быть не менее 0,6 с при токе КЗ, равном 5000 А. Это условие выполняется. Таким образом, характеристика времени срабатывания защиты 4 обеспечивает селективность при всех значениях тока КЗ (рис. 4.2.1). Уставки защиты 4 наносим на схему сети (рис. 4.2.1).

В данном примере имеется возможность селективной настройки защиты 3, установленной на конце кабельной линии (рис. 4.2.1). При КЗ на шинах РТП 1 защита 3 сработает раньше, чем защита 4, что облегчит оперативному персоналу определение поврежденного элемента. Для этого выбранные уставки защиты 4 (540 А; 1,7 с) следует установить на защите 3, а для защиты 4 принять несколько большие: $I_{c,34} = 600$ А и $t_{c,34} = 2$ с при 800 % $I_{c,34}$. Селективность и чувствительность защит при этом сохраняются.

Производим проверку допустимости выбранного времени срабатывания максимальной токовой защиты 4 по условию термической стойкости кабельной линии. Минимальное допустимое сечение кабеля:

$$S_{\min} = 4800 \cdot \sqrt{1,8 / 91} = 71 \text{ мм}^2,$$

где $t_{отк} = t_{c,34} + t_{o,6} = 1,7 + 0,1 = 1,8$ с; 4800 А – ток при КЗ в начале линии (рис. 4.2.1).

Сечение кабеля (120 мм^2) значительно больше, чем минимально допустимое (71 мм^2). Следовательно, выбранное ранее время срабатывания защиты 4 (1,7 с) может быть принято.

Производим расчетную проверку трансформаторов тока защиты 4.

1. Проверка 10% -ной погрешности: предельная кратность $k_{10} = 1,1 \cdot 3000/300 = 11$, где 3000 А – значение тока, соответствующее началу независимой части нагрузки, при этом $z_{н.доп} = 0,8 \text{ Ом}$. Наибольшая фактическая расчетная нагрузка трансформатора тока для схемы неполной звезды

$$z_{н.расч} = 2r_{np} + z_p + r_{nep} = 2 \cdot 0,18 + 0,124 + 0,1 = 0,6 \text{ Ом},$$

где $r_{np} = 25/(34,5 \cdot 4) = 0,18 \text{ Ом}$ при $l = 25 \text{ м}$; $s = 4 \text{ мм}^2$, провод – алюминиевый; $z_p = 10/9^2 = 0,124 \text{ Ом}$ при $S = 10 \text{ В} \cdot \text{А}$ для реле РТ-80; $I_{с.р} = 9,0 \text{ А}$ (уставка).

Фактическое расчетное значение сопротивления нагрузки (0,6 Ом) меньше допустимого (0,8 Ом), и, следовательно, погрешность трансформаторов тока менее 10 %.

2. Определяем погрешности трансформаторов тока при максимальном токе КЗ в начале защищаемой линии. По кривой предельных кратностей определяем допустимую предельную кратность $k_{10доп} = 13$, соответствующая $z_{н.расч} = 0,6 \text{ Ом}$. Максимальная кратность тока КЗ составляет $4800/300 = 16$.

Значение $A = 16/13 = 1,2$. Ему соответствует численное значение погрешности $f \approx 15 \%$, т. е. значительно меньше допустимого (50 %).

3. Расчет максимального значения напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока. Расчет производим при максимальной кратности тока КЗ $k_{max} = 16$:

$$U_{2max} = \sqrt{2} \times 16 \times 5 \times 0,6 = 70 \text{ В},$$

что меньше, чем допускается в настоящее время (1400 В). Таким образом, трансформаторы тока удовлетворяют всем современным требованиям.

Примечание. При выполнении защиты 4 на переменном оперативном токе по схеме с дешунтированием электромагнита

отключения выключателя (ЭО) с помощью реле РТ-85 следует произвести дополнительные расчеты.

2.5. Практическое занятие № 5

Задача № 5. Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

Цель расчета: уяснить возможные повреждения и ненормальные режимы работы трансформатора, получить практические навыки по расчету МТЗ трансформатора.

Общие положения

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от повреждений и ненормальных режимов работы [5].

К повреждениям трансформатора относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках;
- однофазные замыкания на землю в сети 3-10 кВ с изолированной нейтралью (от этого вида повреждения защита предусматривается, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности).

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков в обмотках при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла.

Пример 5.1. Произвести расчет максимальной токовой защиты трансформатора двухтрансформаторной подстанции (рис. 5.1). Параллельная работа трансформаторов не предусматривается. Секционный выключатель (СВ) 10 кВ находится в автоматическом резерве (АВР).

Исходные данные

$S_{ном} = 6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{ном} = 115 \pm 16 \% / 11 \text{ кВ}$; схема соединения обмоток $Y/\Delta-11$; сопротивления системы равны $x_{c \max} = 15 \text{ Ом}$, $x_{c \min} = 36 \text{ Ом}$; напряжения короткого замыкания трансформатора: $u_{к \max} = 11 \%$, $u_{к \min} = 9,5 \%$, $u_{к ср} = 10,5 \%$.

Примечания:

1. На схеме приняты следующие обозначения: $TВ_1B_1$ – максимальная токовая защита с независимой характеристикой с двумя ступенями выдержки времени; Γ – газовая защита; $TДТ$ – дифференциальная токовая защита с торможением; для точки $K1$ токи $K3$ приведены к стороне ВН, а для точки $K2$ – к стороне ВН и НН; на карте селективности токи $K3$ отнесены к стороне НН.

2. Токи $K3$ показаны на схеме рис. 5.1, а (в числителе – максимальные, в знаменателе – минимальные).

3. Нагрузкой является обобщенная промышленная нагрузка с относительным сопротивлением $x_{*нагр} = 0,35$.

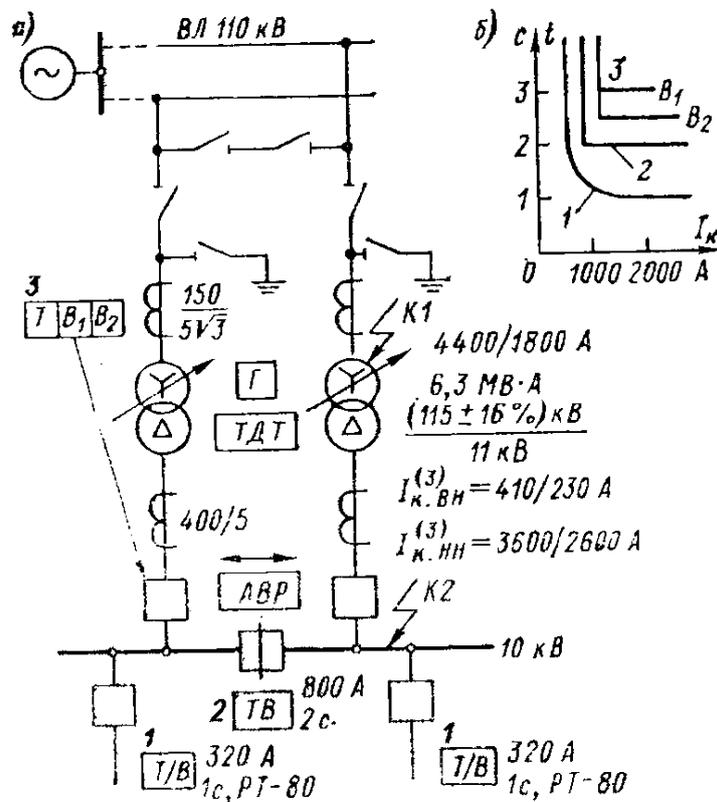


Рис. 5.1. Расчетная схема (а) с указанием типов защиты и карта селективности (б)

Решение

1. Рассчитываем сопротивления короткозамкнутого трансформатора и токи трехфазного КЗ при максимальном и минимальном режимах (питающей системы) для точек К1 и К2.

Для точки К2 получим:

$$x_{Tp \min} = \frac{u_{k \min} \% U_{\min BH}^2}{100 S_{ном Tp}} = 0,095 \cdot 96,6^2 / 6,3 = 141 \text{ Ом},$$

$$x_{Tp \max} = \frac{u_{k \max} \% U_{\max BH}^2}{100 S_{ном Tp}} = 0,11 \cdot 126^2 / 6,3 = 277 \text{ Ом},$$

$$I_{k \max BH}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(x_{c \max} + x_{T \min})} = \frac{110000}{\sqrt{3}(15 + 141)} = 410 \text{ А},$$

$$I_{k \max HH}^{(3)} = I_{k \max BH}^{(3)} \frac{U_{\min BH}}{U_{HH}} = 410 \frac{96,6}{11} = 3600 \text{ А},$$

$$I_{k \min BH}^{(3)} = \frac{U_{\max}}{\sqrt{3}(x_{c \min} + x_{T \max})} = \frac{126000}{\sqrt{3}(36 + 277)} = 230 \text{ А},$$

$$I_{k \min HH}^{(3)} = I_{k \min BH}^{(3)} \frac{U_{\max BH}}{U_{HH}} = 230 \frac{126}{11} = 2600 \text{ А}.$$

2. Рассчитываем сопротивление обобщенной нагрузки (отнесенное к номинальной мощности трансформатора и наименьшему напряжению стороны ВН) и ток самозапуска:

$$X_{нагр} = \frac{x_{*нагр} U_{\min}^2}{S_{ном T}} = \frac{0,35 \cdot 96,6^2}{6,3} = 520 \text{ Ом},$$

$$I_{c3n \max BH} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}(x_{c \max} + x_{T \min} + X_{нагр})} = \frac{110000}{\sqrt{3}(15 + 141 + 520)} = 94 \text{ А}.$$

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{TT \text{ ном} \max BH} = \frac{S_{ном T \text{ ном}}}{\sqrt{3} U_{\min \text{ ном}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 96,6} = 38 \text{ А},$$

$$k_{c3n} = 94/38 = 2,5.$$

Ток самозапуска, проходящий на стороне НН:

$$I_{c3n \max HH} = 94 \cdot 96,6/11 = 825 \text{ А}, \quad k_{c3n} = 2,5.$$

3. Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты (с независимой характеристикой выдержки времени), установленной на секционном выключателе (СВ) 10 кВ.

Максимальный рабочий ток через СВ может быть в худшем случае равен максимальному рабочему току любого из двух трансформаторов. В свою очередь, для каждого из трансформаторов максимальный рабочий ток при введенном в работу АВР не должен быть более 0,65...0,7 его номинального тока. Это условие обеспечивает допустимую перегрузку оставшегося в работе трансформатора. Тогда ток срабатывания МТЗ будет равен

$$I_{c32} \geq \frac{K_{отс} K_{сзн}}{K_e} I_{раб \max} = 1,1 \cdot 2,5 \cdot 825 / 0,8 = 800 \text{ А}.$$

По условию согласования по чувствительности с защитами отходящих линий 10 кВ (не работающих параллельно) получим $I_{c32} \geq 1,4 \times (320 + 150) = 660 \text{ А}$, где суммарную нагрузку неповрежденных линий определяют как разность между максимальным рабочим током секции (230 А) и рабочим током поврежденной линии (80 А), с которой производится согласование.

4. Определяем коэффициент чувствительности защиты, установленной на СВ (2), для основной зоны

$$k_u^{(2)} = \frac{I_{k \min}}{I_{c3}} = 0,865 \cdot 2600 / 800 = 2,8 > 1,5.$$

5. Выбираем время срабатывания защиты 2 таким образом, чтобы при ее токе срабатывания (800 А) выполнялась ступень селективности (по времени) между защитами 1 и 2. Для защиты 1 при токе 800 А имеем $k_u = 800 / 320 = 2,5$ и $t_{c31} \approx 1,3 \text{ с}$ (по типовой характеристике реле РТ-80). Тогда $t_{c32} = 1,3 + 0,7 = 2 \text{ с}$ (рис. 5.1, б).

Поскольку $t_{c32} = 2 \text{ с}$, целесообразно выполнить ускорение действия этой защиты при срабатывании АВР. Время действия защиты по цепи ускорения принимается примерно 0,5 с для предотвращения ее неправильного действия при включении незатормозившихся двигателей нагрузки.

6. Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты 3 на стороне 110 кВ трансформаторов.

С учетом того, что в некоторых режимах трансформатор может быть нагружен до $1,3 \cdot I_{ном TP}$ (при отсутствии второго трансформатора), ток срабатывания его максимальной защиты $I_{c33} \geq 1,1 \cdot 2,5 \cdot 1,3 \cdot 38 / 0,8 = 170 \text{ А}$ (445 % $I_{ном TP}$).

По условию несрабатывания оставшегося в работе трансформатора $I_{c33} \geq 1,2(2,5 \cdot 0,7 \cdot 38 + 0,7 \cdot 38) = 112 \text{ А}$, считая, что каждый из трансформаторов загружен на 70 %.

По условию согласования по чувствительности с защитой 2 на СВ 10 кВ (для Тр1, но аналогично и для Тр2):

$$I_{c33} \geq k_{нс} (I_{c32} + I_{раб \max Тр1}) = 1,5 \left(800 \frac{11}{115} + 0,7 \cdot 330 \frac{11}{115} \right) = 150 \text{ А},$$

где $k_{нс}$ – коэффициент надежности согласования. В этом условии рассматривается удаленное КЗ на одной из линий, отходящей от соседней секции (питающейся через СВ), при отказе защиты или выключателя этой линии. При таком КЗ нагрузка Тр1 может оставаться примерно равной рабочей максимальной.

Таким образом, для защиты трансформатора 3 принимаем $I_{c32} = 170 \text{ А}$. Для трансформаторов тока типа ТВТ-110 принимаем $n_T = 150/5$. Тогда $I_{cp} = 170 \cdot \sqrt{3}/30 = 9,8 \text{ А}$.

Проверяем чувствительность защиты трансформатора 3 в основной зоне (при заданной раздельной работе трансформаторов).

При двухфазном КЗ за трансформатором (точка K_2) расчетный ток в реле $I_{p \min}^{(2)} = 1,5 I_{к \min}^{(3)} / n_T = 1,5 \cdot 230 / 30 = 11,5 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности $k_{ч \text{осн}}^{(2)} = 11,5 / 9,8 = 1,17 \ll 1,5$ [1], т. е. норма на коэффициент чувствительности не выполняется. Поэтому на практике в таких случаях (на трансформаторах с большими пределами регулирования напряжения под нагрузкой) и в связи с этим существенным различием между токами при КЗ за трансформатором, а также при $k_{c3n} > 2$ максимальную защиту

выполняют с пусковым органом напряжения. Это обеспечивает достаточно высокую чувствительность защиты по току.

При двухфазном КЗ на выводах 110 кВ (точка К₁) расчетный ток в реле для схемы с тремя реле в два раза больше, чем для схемы с двумя реле, т. е. для схемы с тремя реле $I_{p \min}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1800/30 = 104 \text{ А}$, для схемы с двумя реле он равен 52 А. Поскольку для обеих схем можно принять схему с двумя реле [3].

7. Время срабатывания для первой ступени защиты трансформатора (3), действующей на отключение выключателя 10 кВ, выбирают на ступень селективности больше, чем у защиты СВ (2) 10 кВ, т. е. 2,5 с. Для второй ступени время срабатывания выбираем равным 3 с.

Пример 5.2. Произвести расчет максимальной токовой защиты трансформатора двухтрансформаторной подстанции (рис. 5.2). Параллельная работа трансформаторов не предусматривается. Секционный выключатель (СВ) 10 кВ находится в автоматическом резерве (АВР).

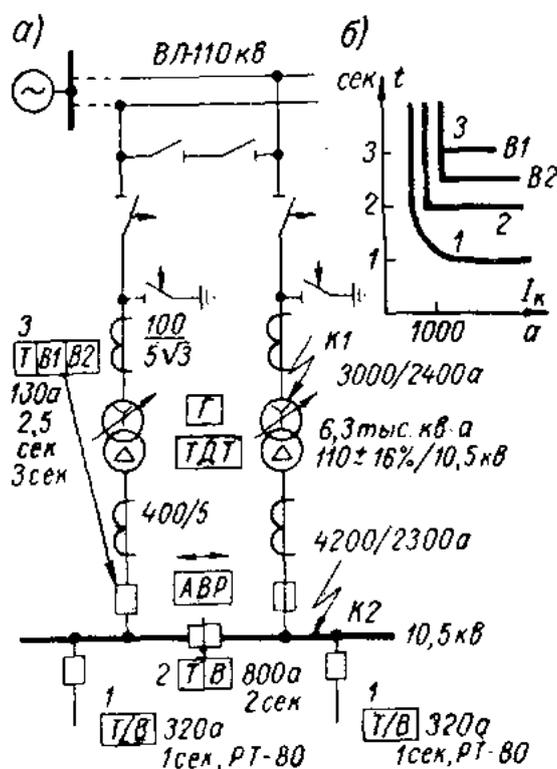


Рис. 5.2. Расчетная схема с указанием типов защиты (а) и карта селективности (б)

Исходные данные

$S_{ном} = 6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{ном} = 110 \pm 16 \% / 10,5 \text{ кВ}$; схема соединения обмоток $Y/\Delta-11$; токи трехфазного КЗ в точке K_2 , приведенные к стороне 10,5 кВ, составляют: в максимальном режиме $I_{к ВН \max}^{(3)} = 2540 \text{ А}$, в минимальном – 2300 А.

Решение

1. Рассчитываем токи КЗ (величины токов указаны на схеме).

2. Рассчитываем режим самозапуска. Коэффициент самозапуска принимаем $k_{cзн} = 2,2$.

3. Выбираем ток срабатывания селективной максимальной токовой защиты (с независимой характеристикой), установленной на секционном выключателе 10 кВ (СВ).

Максимальный рабочий ток через СВ может быть в худшем случае равен максимальному рабочему току любого из двух трансформаторов. В свою очередь, для каждого из трансформаторов максимальный рабочий ток при введенном в действие АВР не должен быть более 0,65...0,7 его номинального тока (чтобы не вызвать недопустимую перегрузку оставшегося в работе трансформатора).

Ток срабатывания максимальной защиты на СВ равен

$$I_{сз} = \frac{k_{отс} k_{cзн}}{k_{\epsilon}} I_{раб \max} = \frac{1,1 \cdot 2,2}{0,8} 0,7 \cdot 350 \approx 740 \text{ А},$$

где $k_{\epsilon} = 0,8$ (реле типа РТ-40); $I_{ном тр} = 350 \text{ А}$, приведенный к напряжению 10 кВ.

По условию согласования с защитами 1 отходящих линий 10 кВ (не работающих параллельно):

$$I_{сз} \geq k_{нс} (I_{сз1} + \sum I_{раб \max}) = 1,4 (320 + 270) \approx 800 \text{ А},$$

где принято (см. рис. 5.2) $I_{сз1} = 320 \text{ А}$; $\sum I_{раб \max} = 270 \text{ А}$ – суммарная нагрузка остальных линий, определяется как разность между номинальным током трансформатора (350 А) и рабочим током поврежденной линии (80 А), с защитой которой производится согласование; $k_{нс} = 1,4$.

5. Проверяем коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к min}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2300}{2 \cdot 800} = 2,5 > 1,5.$$

6. Выбираем время срабатывания защиты 2 таким образом, чтобы при ее токе срабатывания (800 А) соблюдалась ступень селективности $\Delta t = (0,6..0,7)$ с между защитами 1 и 2. Защита 1 при токе 800 А, т. е. при кратности $k = 800/300 \approx 2,5$ сработает с временем около 1,3 с (по типовой характеристике для реле РТ-80). Тогда выбираем $t_{\text{сз}2} = 1,3 + 0,7 = 2$ с.

Поскольку выдержка времени очень большая, целесообразно выполнить ускорение действия этой защиты при срабатывании АВР. Время действия защиты по цепи ускорения принимаем порядка 0,5 с (для предотвращения ее неправильного действия при несинхронном включении не затормозившихся двигателей нагрузки). У крупных синхронных двигателей перед срабатыванием АВР автоматически отключается выключатель или снимается возбуждение.

7. Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты 3 на стороне 110 кВ трансформаторов. Защиту выполняют по схеме «треугольник».

Считая, что в некоторых режимах трансформатор может быть нагружен до $1,3 \cdot I_{\text{ном тр}}$ (при отсутствии второго трансформатора), ток срабатывания его максимальной защиты должен быть

$$I_{\text{сз}3} = \frac{k_{\text{отс}} k_{\text{сзн}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб max}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,8} 1,3 \cdot 350 \approx 1380 \text{ А},$$

или 130 А, приведенным к напряжению 110 кВ.

По условию несрабатывания после отключения КЗ ток срабатывания должен быть (для трансформатора Т1)

$$\begin{aligned} I_{\text{сз}3} &\geq k_{\text{отс}} (I_{\text{сз}3} I_{\text{раб max T2}} + I_{\text{раб max T1}}) = \\ &= 1,2 (2,2 \cdot 0,7 \cdot 350 + 0,7 \cdot 350) = 930 \text{ А}, \end{aligned}$$

считая, что при введенном в действие АВР трансформаторы не должны быть нагружены более чем на $0,7 \cdot I_{\text{ном тр}}$ каждый.

По условию согласования по чувствительности с максимальной защитой 2 секционного выключателя СВ ток

срабатывания защиты 3 $I_{cз3} \geq k_{нс} I_{cз2} = 1,5 \cdot 800 = 1200 \text{ А}$ или 115 А, приведенным к напряжению 110 кВ.

При согласовании защит 3 и 2 суммарный ток нагрузки неповрежденных элементов не учитывается, так как согласование должно обеспечиваться при КЗ на соседней секции шин, при котором остаточное напряжение на обеих секциях не может сохраниться близким к нормальному.

8. Ток срабатывания реле

$$I_{cp} = \frac{I_{cз} k_{cx}^{(3)}}{n_m} = \frac{130 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 11 \text{ А}.$$

Проверяется чувствительность защиты 3.

При двухфазном КЗ за трансформатором (точка К2) расчетный ток в реле для схемы «треугольник»:

$$I_{p \min} = \frac{1,5 I_{к \min}^{(3)}}{n_m} = \frac{1,5 \cdot 220}{100/5} = 16,5 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности равен 1,5.

8. Выбираем время срабатывания защиты 3. Для первой ступени, действующей на отключение выключателя 10 кВ, время срабатывания должно быть на $\Delta t \geq 0,5 \text{ с}$ больше времени срабатывания защиты СВ, т. е. не менее 2,5 с. Для второй ступени – еще на $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ больше, т. е. 3 с.

Учитывая, что время срабатывания первой и второй ступени защиты трансформатора выбирается для одного и того же реле времени, при необходимости можно принимать уменьшенную ступень селективности: $\Delta t = 0,3 \dots 0,4 \text{ с}$.

2.6. Практическое занятие № 6

Задача № 6. Расчет токовой защиты электродвигателя

Цель расчета: уяснить возможные повреждения и ненормальные режимы работы электродвигателя, получить практические навыки по расчету токовой защиты электродвигателя.

Общие положения

Определение тока срабатывания $I_{cз}$ мгновеннодействующей защиты (отсечки) с временем действия 2...3 периода

промышленной частоты следует производить с учетом апериодической составляющей первичного тока и свободных апериодических слагающих токов, появляющихся во вторичных цепях трансформатора тока. Практический выбор его осуществляется исходя из действующего значения периодической составляющей тока, протекающего в реле при пуске, самозапуске или внешнем КЗ. Наличие же апериодических слагающих учитывается соответствующим выбором апробированного в эксплуатации значения коэффициента отстройки $k_{омс}$ в расчетной формуле определения тока срабатывания реле:

$$I_{CP} = k_{омс} k_{сх} \frac{I''_{\max}}{K_I},$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий помимо апериодических составляющих в токе реле при переходных режимах также погрешности реле и необходимый запас. Значение $k_{омс}$ при выполнении токовой отсечки с реле РТ-40 принимается равным 1,4...4,5 для АД и 1,7...1,8 для СД.

Если отсечка выполнена на реле РТ-80 или РТМ, то принимают $k_{омс} = 2$; $k_{сх}$ – коэффициент схемы, учитывающий схему соединения трансформаторов тока и реле (при включении реле на фазные токи он принимается равным единице, а при включении реле на разность фазных токов $-\sqrt{3}$; K_I – коэффициент трансформации ТТ; I''_{\max} – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока внешнего трехфазного металлического КЗ или тока, протекающего через ТТ защиты в режимах самозапуска, пуска (при номинальном напряжении сети и скольжении $S = 1$) и при выведенных пусковых устройствах.

Для СД, не подлежащих самозапуску, определяющим по условию несрабатывания отсечки является режим внешнего трехфазного КЗ, при котором в месте установки защиты протекает ток:

$$I''_{\max} = I''_{КД}^{(3)} = I''(0),$$

где $I''_{\max} = I''(0)$ – сверхпереходный ток синхронного двигателя.

Для АД, не участвующих в самозапуске, значение I''_{\max} рассчитывают по выражению

$$I''_{\max} = K_n I_{\text{ном}},$$

где K_n – кратность пускового тока при полном напряжении на выводах электродвигателя; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток АД.

Чувствительность токовой отсечки определяют при металлическом КЗ между двумя фазами на линейных выводах защищаемого ЭД в условиях, обуславливающих протекание наименьшего тока в реле при минимальном режиме работы питающей системы:

$$k_{\text{ч min}} = \frac{I_{\text{к min}}^{(2)}}{I_{\text{ср}} K_I},$$

где $I_{\text{к min}}^{(2)}$ – периодическая составляющая тока двухфазного КЗ в начальный момент времени в указанном режиме работы. При включении реле на разность токов фаз А и С расчетным видом КЗ является двухфазное между фазами А и В или В и С, когда реле обтекается током одной фазы.

Значение $k_{\text{ч min}}$ должно быть равно примерно двум (и более). Следует отметить, что в тех случаях, когда чувствительность токовой отсечки с реле РТ-40 оказывается недостаточной, может оказаться целесообразным применить отсечку, выполненную с реле РНТ-565, имеющими лучшую отстройку от апериодических составляющих во вторичном токе ТТ. Чувствительность защиты при этом повышается за счет снижения тока срабатывания реле $I_{\text{ср}}$, при расчете которого принимают $k_{\text{отс}} = 1,3$.

Пример 6.1. Произвести расчет уставок токовой защиты от замыкания на корпус обмотки статора синхронного электродвигателя типа СТД-5000-2, подключенного к сети с изолированной нейтралью.

Исходные данные

Напряжение сети $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, суммарный емкостный ток равен $I_{\text{СЭ}} = 6$ А. Расчетное значение емкости обмотки статора на три фазы составляет 0,085 мкФ. Электродвигатель связан с КРУ линией, состоящей из трех кабелей сечением 150 мм² каждый. Длина линии составляет 35 м. Реле защиты подключено к трем

соединенным параллельно трансформаторам тока ТТНП типа ТЗЛМ.

Решение

Собственный емкостный ток электродвигателя СТД-5000-2 равен:

$$I_{CD} = \frac{2\pi f_{ном} \cdot 3C_d U_{ном}}{\sqrt{3}} = \frac{2\pi \cdot 50 \cdot 3(0,085/3) \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} \approx 0,16 \text{ А.}$$

Собственный емкостный ток линии:

$$I_{CL} = I_{C0} l m = 1,3 \cdot 0,035 \cdot 3 \approx 0,14 \text{ А,}$$

где I_{C0} – удельный емкостной ток линии; l – длина линии; m – количество кабелей в линии.

Первичный ток срабатывания защиты равен

$$I_{C3} = k_{отс} k_{б} (I_{CD} + I_{CL}) = 1,25 \cdot 2,5(0,16 + 0,14) = 0,94 \text{ А,}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2...1,3; $k_{б}$ – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока в момент зажигания дуги, равный 2,0 ...2,5.

Так как полученное значение $I_{C3} = 0,94 \text{ А}$ оказывается меньше минимального значения $I_{C3 \min} = 1,08 \text{ А}$, принятого для трех соединенных параллельно ТТНП типа ТЗЛМ [3], защиту приходится закругить, приняв

$$I_{C3} = I_{C3 \min} = 1,08 \text{ А.}$$

Принятое значение первичного тока срабатывания защиты удовлетворяет условиям чувствительности к однофазным замыканиям на землю и в линии к ЭД и в обмотке статора:

$$I_{C3} \leq \frac{I_{C\Sigma} - I_C}{k_{ч, \min}} = \frac{6 - (0,14 + 0,16)}{1,25} = 4,56 \text{ А} \leq 4 \text{ А. ;}$$

2.7. Практическое занятие № 7

Задача № 7. Расчет максимальной токовой защиты трансформатора с пуском по напряжению

Цель расчета: уяснить возможные повреждения и ненормальные режимы работы трансформатора, получить практиче-

ские навыки по расчету МТЗ трансформатора с пуском по напряжению.

Общие положения

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от повреждений и ненормальных режимов работы [2].

К повреждениям трансформатора относят:

- многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковые замыкания в обмотках;
- однофазные замыкания на землю в сети 3-10 кВ с изолированной нейтралью.

К ненормальным режимам относят:

- прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ;
- прохождение сверхтоков в обмотках при перегрузках трансформатора;
- понижение уровня масла.

Пример 7.1. Произвести расчет максимальной токовой защиты трансформатора с пуском по напряжению двухтрансформаторной подстанции (рис. 7.1). Параллельная работа трансформаторов не предусматривается. Секционный выключатель (СВ) 10 кВ находится в автоматическом резерве (АВР).

Исходные данные: $S_{ном} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{ном} = 115 \pm 16 \% / 11 \text{ кВ}$; схема соединения обмоток $Y/\Delta-11$; сопротивления системы $x_{c \max} = 15 \text{ Ом}$, $x_{c \min} = 36 \text{ Ом}$; напряжения короткого замыкания трансформатора $u_{к \max} = 11 \%$, $u_{к \min} = 9,5 \%$; $u_{к ср} = 10,5 \%$.

Примечания. 1. На схеме приняты следующие обозначения: $TВ_1В_1$ – максимальная токовая защита с независимой характеристикой с двумя ступенями выдержки времени; Γ – газовая защита; $TДТ$ – дифференциальная токовая защита с торможением; для точки $K1$ токи КЗ приведены к стороне ВН, а для точки $K2$ – к стороне ВН и НН; на карте селективности токи КЗ отнесены к стороне НН.

2. Токи КЗ показаны на схеме рис. 7.1, а (в числителе – максимальные, в знаменателе – минимальные).

3. Нагрузкой является обобщенная промышленная нагрузка с относительным сопротивлением $x_{*нагр} = 0,35$.

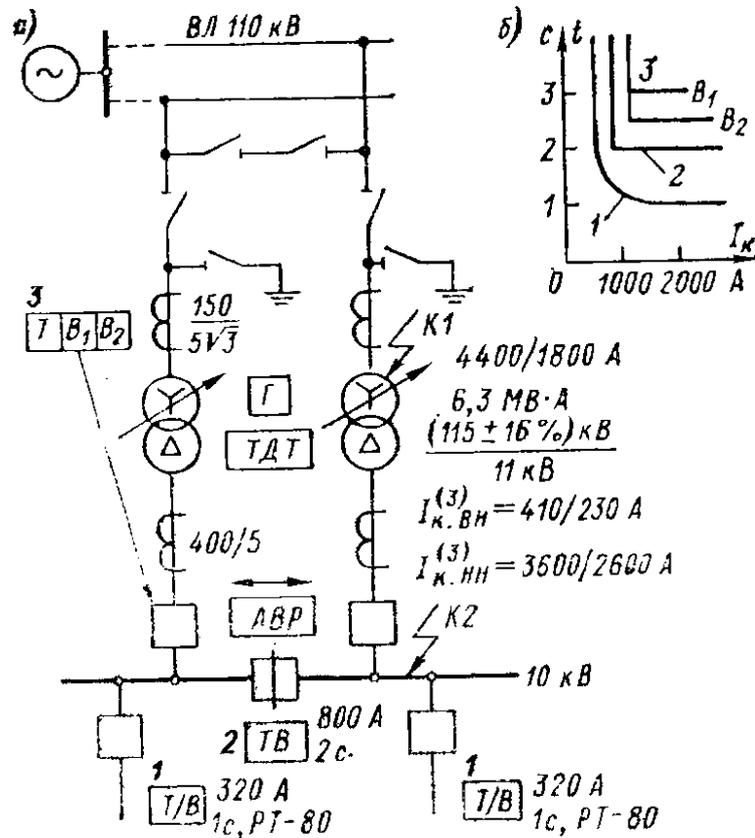


Рис. 7.1. Расчетная схема (а) с указанием типов защиты и карта селективности (б)

Решение

1. Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты. Определяем ток срабатывания по выражению (7.1) для максимальной защиты без пуска по напряжению и проверяем коэффициент чувствительности защиты.

$$I_{сз} \geq \frac{k_H k_{сзн}}{k_\epsilon} I_{раб \max}, \quad (7.1)$$

где k_H – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, в зависимости от типа реле может приниматься равным 1,1...1,2 (реле РТ-40, РТ-80) или 1,1...1,4

(РТВ); k_{ϵ} – коэффициент возврата реле, в зависимости от типа реле может составлять 0,8...0,85 (реле РТ-40, РТ-80, РТ-90), 0,6...0,7 (реле РТВ) или около 1 (для полупроводниковых максимальных реле тока или устройств защиты типа ЛТЗ, ЯРЭ, ТЗВР и т. п.); $k_{сзн}$ – коэффициент самозапуска, значение которого зависит от вида нагрузки и ее параметров, от схемы и параметров питающей сети, от выбранных параметров срабатывания защиты и автоматики; $I_{\text{раб max}}$ – максимальный рабочий ток (ток нагрузки) защищаемого элемента, значение которого определяется в конкретных условиях главным образом в зависимости от вида защищаемого элемента (воздушная линия, кабельная линия, трансформатор и т. п.) и возможных режимов его работы.

В соответствии с (7.1) ток срабатывания равен: $I_{сз} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 50 / 0,8 = 210 \text{ А}$. При $n_T = 150/5$ и схеме защиты по рис. 7.2, в или 7.2, г ток срабатывания реле $I_{ср} = 210 \cdot 1,73 / 30 = 12,1 \text{ А}$.

Минимальное значение тока в реле при КЗ: $I_p = 1,5 \cdot 300 / 30 = 15 \text{ А}$, а коэффициент чувствительности $k_u^{(2)} = 15 / 12,1 = 1,24 < 1,5$.

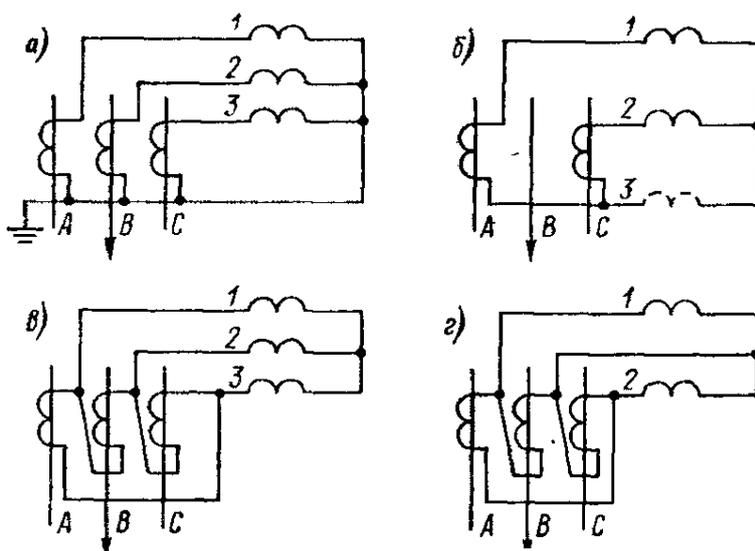


Рис. 7.2. Схемы включения реле тока максимальных токовых защит трансформаторов: а – полная звезда; б – неполная звезда; в – треугольник с тремя реле; г – треугольник с двумя реле

Для повышения чувствительности максимальной токовой защиты устанавливают типовой пусковой орган напряжения (рис. 7.3). Ток срабатывания этой защиты определяют по выражению (7.1), при $k_{сзн} = 1$ равен 1,5 номинального тока трансформатора: $I_{сз} = 1,5 \cdot 50 = 75$ А. По условию согласования с защитой секционного выключателя $I_{сз} = k_{нс} I_{сзСВ} = 1,3 \cdot 53 = 69$ А, где $k_{нс} = 1,3$; $I_{сзСВ} = 53$ А ток срабатывания максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению на секционном выключателе 10 кВ (ток приведен к напряжению 110 кВ). Максимальное значение рабочего тока СВ принято равным 0,7 номинального тока трансформатора (35 А).

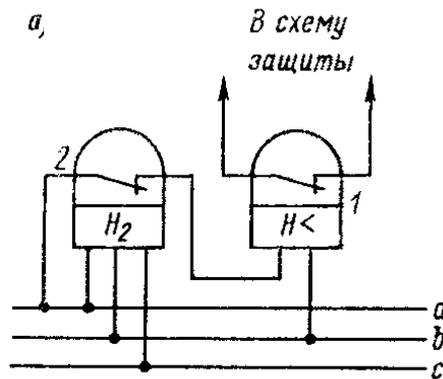


Рис. 7.3. Типовой пусковой орган напряжения (максимальной токовой защиты трансформатора с комбинированным пусковым органом)

$$I_{сз посл} \geq \frac{k_{нс}}{k_p} \left[(nI_{сз пред})_{\max} + \sum_1^{N-n} I_{раб \max(N-n)} \right], \quad (7.2)$$

где $k_{нс}$ – коэффициент надежности согласования, значение которого зависит от точности работы реле и трансформаторов тока, точности настройки реле; k_p – коэффициент токораспределения, который учитывают при наличии нескольких источников питания (при одном источнике питания он равен 1); $(nI_{сз пред})_{\max}$ – наибольшее из произведений числа (n) параллельно работающих элементов (предыдущих) и тока срабатывания их защит (одина-

кового для каждого из них); $\sum_1^{N-n} I_{\text{раб max}(N-n)}$ – геометрическая

сумма максимальных рабочих токов всех предыдущих элементов подстанции за исключением тех, с защитами которых производится согласование; при однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение рабочих токов (нагрузки), что создает некоторый расчетный запас.

Значения $k_{\text{нс}}$ приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Значения $k_{\text{нс}}$ для максимальных токовых защит понижающих трансформаторов

Тип реле защиты		Трансформаторы	
трансформаторов на стороне ВН	отходящих линий на стороне НН	без регулирования напряжения	с регулированием напряжения на стороне ВН
РТ-40	РТ-40	1,25	1,3
РТ-40	РТ-80	1,3	1,35
РТ-40	РТВ	1,4	1,45
РТВ	РТВ	1,5	1,6

Выбираем $I_{\text{сз}} = 75 \text{ А}; I_{\text{ср}} = 75 \cdot 1,73/30 = 4,3 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности по току $k_{\text{чт}} = 3,5$. Улучшаются и условия дальнего резервирования (в данном примере коэффициент чувствительности в зоне резервирования не определяется).

$$U_{\text{сз}} = 0,8U_{\text{ном}}/(1,1 \cdot 1,2) = 0,58 \cdot U_{\text{ном}} = 0,58 \cdot 10000 = 5800 \text{ В},$$

где $U_{\text{мин}} = 0,8U_{\text{ном}}$.

Напряжение срабатывания реле типа РН-54/160

$$U_{\text{ср}} = U_{\text{сз}}/n_{\text{н}} = 5800/(10000/100) = 58 \text{ В},$$

где $n_{\text{н}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения, установленного на шинах 10 кВ, от которого питаются реле комбинированного пускового органа защиты.

3. Напряжение срабатывания фильтра-реле 2 (рис. 7.2) согласно выражению (4) $U_{ср} = 6 \text{ В}$, что соответствует минимальной уставке реле типа РНФ-1М с пределами уставок 6...12 В.

$$U_{2сз} = 0,06 \cdot U_{ном}, \quad (7.4)$$

где $U_{2сз}, U_{ном}$ – междуфазные напряжения.

Выбираем время действия защиты и производим расчетную проверку параметров трансформаторов тока.

2.8. Практическое занятие № 8

Задача 8. Расчет дифференциальной защиты

Цель расчета: получить практические навыки по расчету дифференциальной защиты трансформатора с торможением по току и без торможения.

Основные теоретические положения

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора применяют токовую отсечку или дифференциальную токовую защиту.

Дифференциальные защиты выполняют в виде: дифференциальной токовой отсечки, дифференциальной токовой защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока, дифференциальной токовой защиты с реле, имеющими торможение. На практике находят применение дифференциальные реле типов РНТ-565, РНТ-566, РНТ-566/2, РНТ-567, РНТ-567/2, ДЗТ-11, ДЗТ-11/2, ДЗТ-11/3, ДЗТ-11/4 [6, 7].

Эти реле применяют для дифференциальной защиты одной фазы двух- и трехобмоточных силовых трансформаторов, генераторов, блоков генератор-трансформатор. Они состоят из промежуточного насыщающегося трансформатора тока (НТТ) и исполнительного органа (реле РТ-40). Благодаря НТТ удается отстроиться от бросков тока (от аperiodической составляющей) в переходном режиме и тем самым повысить чувствительность защиты. На магнитной системе НТТ имеются первичная рабочая и уравнительные обмотки.

Кроме этих обмоток у НТТ имеются вторичная обмотка (к ней подключается реле РТ-40) и короткозамкнутая обмотка, состоящая из двух секций. Регулирование тока срабатывания и компенсацию различия вторичных токов дифференциальной защиты осуществляют изменением числа витков первичных обмоток путем установки регулировочных штепсельных винтов в соответствующие гнезда. Время срабатывания реле при $I_p = 3I_{cp}$ не превышает 0,04 с, а при $I_p = 2I_{cp}$ – около 0,05 с.

На основе реле РНТ выполнены дифференциальные реле с торможением типов ДЗТ-11, ДЗТ-11/2, ДЗТ-11/3, ДЗТ-11/4. Они предназначены для дифференциальной защиты одной фазы силовых трансформаторов. В отличие от РНТ эти реле имеют дополнительно одну тормозную обмотку, а короткозамкнутая обмотка отсутствует. Тормозная обмотка имеет 24 витка. Она включена последовательно с одной из уравнивающих обмоток. Все остальные обмотки – такие же, как и у реле РНТ-565. Тормозные обмотки, как и другие обмотки реле, имеют ответвления с гнездами для регулировки тормозного тока.

***Основные положения для дифференциальной
токовой защиты без торможения
Основные условия расчета***

Дифференциальная (продольная) токовая защита является основной быстродействующей защитой трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 3 кВ и выше от КЗ на выводах, а также от внутренних повреждений. В соответствии с [1] продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени должна предусматриваться на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и выше, а также на трансформаторах 4 МВА при их параллельной работе и на трансформаторах меньшей мощности (но не менее 1 МВА, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с). Кроме того, дифференциальная защита предусматривается на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям (поскольку газовая защита трансформатора здесь может действовать только на сигнал).

На двух- и трехобмоточных силовых трансформаторах (автотрансформаторах) без регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) обычно применяют реле серии РНТ с насыщающимися трансформаторами тока (НТТ) и короткозамкнутой обмоткой. Для защиты силовых трансформаторов с РПН применяются, как правило, реле серии ДЗТ-10 с НТТ и магнитным торможением сквозным (циркулирующим) током дифференциальной защиты.

Исключение могут составлять трансформаторы с малыми значениями токов КЗ при повреждениях на стороне низшего напряжения, для которых более высокую чувствительность обеспечивают реле РНТ благодаря лучшей отстройке от бросков тока намагничивания.

В дифференциальной защите (отсечке) используются обычные токовые реле серии РТ-40.

Расчеты уставок и выполнение схемы дифференциальной защиты трансформаторов имеют ряд особенностей по сравнению с выполнением схемы и расчетами уставок дифференциальных защит других элементов:

- необходимость отстройки от бросков намагничивающего тока, возникающих при включении ненагруженного трансформатора (автотрансформатора) под напряжение (на холостой ход) или при восстановлении напряжения после отключения внешнего КЗ в питающей сети;

- необходимость отстройки от токов небаланса, обусловленных неполным выравниванием неодинаковых вторичных токов в плечах дифференциальной защиты, что вызывается:

- невозможностью точной установки на коммутаторе реле РНТ и ДЗТ расчетных чисел витков (дробных) уравнительных обмоток (появление составляющей тока небаланса, обозначаемой $I_{нб}'''$);

- регулировкой коэффициента трансформации защищаемого трансформатора (автотрансформатора) с РПН (этим вызывается изменение вторичных токов только в одном из плеч дифференциальной защиты, что приводит к появлению составляющей тока небаланса, обозначаемой $I_{нб}'''$).

Наряду с этими составляющими существует составляющая тока небаланса ($I'_{нб}$), обусловленная разностью намагничивающих токов трансформаторов тока в плечах защиты (в практических расчетах ее принято считать равной току намагничивания или полной погрешности худшего из трансформаторов тока). Эта составляющая, характерная для всех дифференциальных защит, может быть особенно значительной для дифференциальных защит трансформаторов, поскольку они характеризуются большими и значительно отличающимися друг от друга сопротивлениями нагрузки трансформаторов тока в плечах защиты и параметрами трансформаторов тока.

Таким образом, ток небаланса дифференциальной защиты трансформаторов состоит из трех составляющих:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}. \quad (8.1)$$

Первым условием выбора первичного тока срабатывания защиты является отстройка от этого тока небаланса:

$$I_{сз} \geq k_n I_{нб}, \quad (8.2)$$

где k_n – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,3 для реле РНТ.

Вторым условием выбора тока срабатывания защиты является отстройка от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора (автотрансформатора) под напряжение:

$$I_{сз} \geq k_n I_{ном тр}, \quad (8.3)$$

где k_n – коэффициент отстройки защиты от бросков тока намагничивания; $I_{ном тр}$ – номинальный ток трансформатора.

В [3] рекомендуются значения $k_n = 1...1,3$ для дифференциальных защит с реле серии РНТ-560 и $1,2...1,5$ для защит с реле ДЗТ-1, ДЗТ-11 и т. п. (значения k_n увеличены из-за отсутствия в этих реле короткозамкнутой обмотки и худших параметров в отношении отстройки от бросков тока намагничивания защищаемого трансформатора). В практических расчетах в выражении (8.3) обычно принимают $k_n = 1,3$ для дифференциальной защиты с реле серии РНТ и $k_n = 1,5$ – с реле серии ДЗТ-10.

Применяют значение относительного сопротивления $x_K^* = x_K / x_{\bar{b}}$, где $x_{\bar{b} \text{ при}} = U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{ном тр}}$; $U_{\text{ном}}$ – номинальное (среднее) междуфазное напряжение трансформатора, кВ; $S_{\text{ном тр}}$ – полная мощность трансформатора, МВА. Эквивалентное сопротивление $x_K = x_{1c} + (1,1 \div 1,15)x_{\bar{e}}^{(1)}$, где x_{1c} – сопротивление прямой последовательности питающей энергосистемы до точки подключения трансформатора, Ом; $x_{\bar{e}}^{(1)}$ – индуктивное сопротивление включаемой обмотки трансформатора при полном насыщении его магнитопровода, Ом. Предварительно значение этого сопротивления в относительных единицах или в процентах определяют по эмпирическому выражению для трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ мощностью от 6,3 до 63 МВА: $x_{\bar{e}}^{(1)} = (12,7 + u_K) / 1,35$, где u_K – напряжение короткого замыкания в относительных единицах или процентах из паспорта трансформатора или ГОСТ. Затем значение $x_{\bar{e}}^{(1)}$ определяют в именованных единицах, отнесенных к номинальному напряжению стороны ВН (110 кВ), с которой трансформатор включается под напряжение.

Имеются несколько отличные выражения для вычисления $x_{\bar{e}}^{(1)}$ для трансформаторов 110-330 кВ всех мощностей. В этих эмпирических выражениях принимаются средние значения напряжения КЗ, т. е. не учитывается влияние РПН на изменение сопротивления трансформатора.

Например, при $u_{Kcp} = 10,5 \%$ значение $x_{\bar{e}}^{(1)} = (12,7 + 10,5) / 1,35 = 17,2 \%$. При мощности двухобмоточного трансформатора 10 МВА – по выражению $x_{\bar{e}}^{(1)} = 17,2 \frac{115^2}{10010} = 227 \text{ Ом}$. Принимаем сопротивление энергосистемы $x_{1c} = 30 \text{ Ом}$ и получаем $x_K = 30 + 1,15 \cdot 227 = 291 \text{ Ом}$. Значение $x_{\bar{b}} = 291 / 1320 = 0,22$. Для дифференциальной защиты с реле РНТ-560 значение $k_H = 1,7 - 2,80,22 \approx 1,1$.

$$x_{tr\ cр} = u_{к\ cр} \frac{U_{ср\ ВН}^2}{100S_{ном\ tr}}. \quad (8.4)$$

Если трансформатор трехобмоточный, то значение $x_g^{(1)}$ определяют по большему из значений $u_{к\ cр}$, которое обычно равно 17 % (между обмотками высшего и низшего напряжений – ГОСТ 12965-74). Для условий этого примера: $x_g^{(1)} = (12,7 + 17) / 1,35 = 22 \%$, или 290 Ом, $x_k = 30 + 1,15 \cdot 290 = 364$ Ом, $x_k^* = 0,28$; $k_H = 1,7 - 2,80,28 = 0,92$.

В выражении (8.3) номинальный ток трансформатора принимают по паспортным данным. При их отсутствии определяют по выражению $I_{ном\ tr} = S_{ном\ tr} / (1,73U_{ном\ tr})$. Например, для трансформатора 10 МВА, 115 кВ $I_{ном\ tr} = 0,05$ кА или 50 А. Для создания расчетного запаса можно принимать $1,05 I_{ном\ tr}$.

Таким образом, условие (8.3) не позволяет выбрать ток срабатывания дифференциальной защиты трансформаторов, выполненной на реле серий РНТ-560 или ДЗТ-10, существенно меньшим номинального тока трансформатора. Это является известным недостатком этих реле.

Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты

$$k_{ч} = I_{p\ min} / I_{ср}, \quad (8.5)$$

где $I_{p\ min}$ – ток в первичной обмотке НТТ реле серий РНТ и ДЗТ, который в целях упрощения расчета определяют в предположении, что весь ток повреждения проходит только по одной стороне трансформатора, вычисляя путем приведения первичного тока повреждения ко вторичной цепи трансформаторов тока этой стороны с учетом вида КЗ и схемы соединения трансформаторов тока; $I_{ср}$ – ток срабатывания реле, соответствующий числу витков первичной обмотки НТТ реле РНТ, ДЗТ, используемых на той стороне, по которой проходит ток $I_{p\ min}$.

Для трансформаторов распределительных сетей характерно одностороннее питание. Минимальный первичный ток на питающей стороне ВН и трехфазном КЗ на стороне НН (СН) трансформаторов с РПН определяют по формуле (8.5). Как правило,

требуется $k_{\text{ч}} \approx 2$, но допускается для редких случаев снижение $k_{\text{ч}}$ до 1,5.

Задачей расчета дифференциальной защиты с реле серии РНТ является определение тока срабатывания по (8.1)...(8.5) и чисел витков обмоток НТТ.

$$I_{\text{к min BH}}^{(3)} = \frac{U_{\text{max BH}}}{\sqrt{3}(x_{\text{c min}} + x_{\text{mp max}})}. \quad (8.6)$$

Расчет тока небаланса

Составляющие тока небаланса, входящие в выражение (8.1), определяют следующим образом.

а) Составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов, равна

$$I'_{\text{нб}} = k_{\text{анер}} k_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{к max}}, \quad (8.7)$$

где $I_{\text{к max}}$ – периодическая составляющая (при $t = 0$) при счетном внешнем трехфазном металлическом КЗ; ε – относительное значение тока намагничивания, при выборе трансформатора тока по кривым предельных кратностей принимают равным 0,1; $k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности принимают равным 1,0 (если на всех сторонах трансформатора имеется не более одного выключателя, или он может приниматься равным 0,5; если трансформатор присоединен к сети через два выключателя, но только при рассмотрении внешнего повреждения на этой стороне); $k_{\text{анер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, для реле с НТТ может быть принят равным 1;

б) Составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора (автотрансформатора),

$$I''_{\text{нб}} = \overset{*}{\Delta} U_{\alpha} I_{\alpha_{\text{к max}}} + \overset{*}{\Delta} U_{\beta} I_{\beta_{\text{к max}}}, \quad (8.8)$$

где $I_{\alpha_{\text{к max}}}$ и $I_{\beta_{\text{к max}}}$ – периодические составляющие токов (при $t = 0$), проходящих при расчетном внешнем КЗ на сторонах, где производится регулирование напряжения; U_{α}^* и U_{β}^* – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора или автотранс-

форматора ($U_{рпн}^*$). В [5] рекомендуется принимать U равным половине суммарного (полного) диапазона регулирования напряжения на соответствующей стороне трансформатора; при этом определение вторичных токов в плечах защиты, выбор чисел витков обмоток НТТ для выравнивания магнитодвижущих сил производят при среднем значении регулируемого напряжения (рис. 8.1).

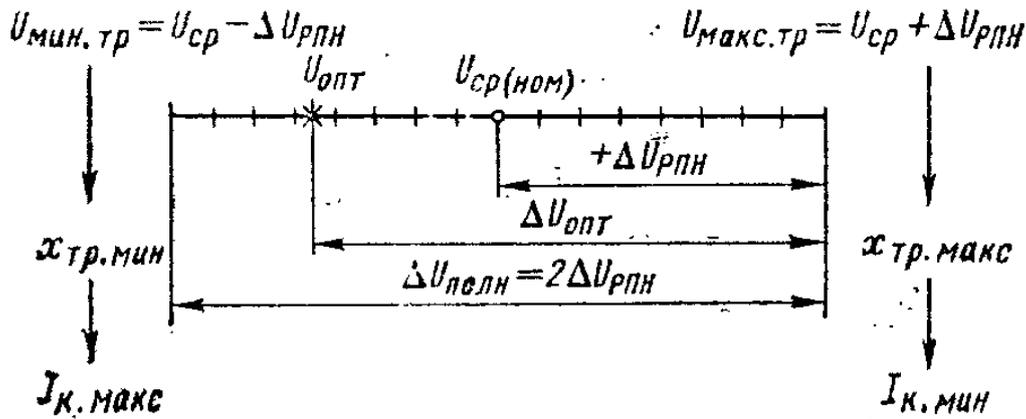


Рис. 8.1. Условие обозначения напряжений регулируемой стороны трансформатора с РПН

в) Составляющая, обусловленная неточностью установки на коммутаторе реле РНТ (ДЗТ) расчетных чисел витков уравнивательных обмоток:

$$I_{нб}''' = \frac{\omega_{Iрасч} - \omega_I}{\omega_{Iрасч}} I_{Ik\max} + \frac{\omega_{IIрасч} - \omega_{II}}{\omega_{IIрасч}} I_{IIk\max}, \quad (8.9)$$

где $\omega_{Iрасч}$ и $\omega_{IIрасч}$ – расчетные числа витков обмоток РНТ для неосновных сторон; $I_{Ik\max}$ и $I_{IIk\max}$ – периодические составляющие токов КЗ (при $t = 0$), проходящих при расчетном внешнем КЗ на сторонах, где используются соответственно числа витков ω_I и ω_{II} .

В выражении (8.9) токи $I_{Ik\max}$ и $I_{IIk\max}$ должны учитываться с их знаками, причем за положительные приняты направления токов к защищаемому трансформатору. Выражения (8.8) и (8.9) составлены применительно к трехобмоточному трансформатору.

тору; при двухобмоточном трансформаторе в правой части этих выражений исключаются вторые члены. Составляющую $I_{нб}'''$ учитывают только при расчете уточненного тока срабатывания, после выбора чисел витков обмоток НТТ. В ряде случаев большое значение составляющей $I_{нб}'''$ может привести к необходимости значительного увеличения предварительно выбранного $I_{сз}$ защиты с реле РНТ.

Расчет чисел витков обмоток НТТ

В начале расчета определяют вторичные токи в плечах дифференциальной защиты трансформатора. Сторону, где проходит наибольший ток, рекомендуется принимать за основную. Для этой стороны ток срабатывания реле

$$I_{ср\ осн} = I_{сз\ осн} \frac{k_{сх\ осн}^{(3)}}{n_{т\ осн}}, \quad (8.10)$$

где $I_{сз\ осн}$ – ток срабатывания защиты, выбранный по условиям (8.2), (8.3) и приведенный к напряжению основной стороны; $n_{т\ осн}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока на основной стороне; $k_{сх\ осн}^{(3)}$ – коэффициент схемы для трансформаторов тока на основной стороне.

Для трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения на стороне ВН ($U_{РПН} \geq \pm 10\%$) и большим различием токов при внешних КЗ при крайних положениях регулятора РПН расчеты $I_{к\ max}$, $I_{нб}$, выбор $I_{сз}$ и выбор числа витков обмотки НТТ, включаемой в плечо ВН, более удобно производить для значений, приведенных к этой же регулируемой стороне ВН (даже если на этой стороне ВН меньший вторичный ток).

Число витков обмотки НТТ реле РНТ, подключаемой к трансформаторам тока основной стороны,

$$\omega_{осн\ расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср\ осн}}, \quad (8.11)$$

где $F_{ср}$ – МДС, необходимая для срабатывания реле, А; для реле РНТ-565 равна (100 ± 5) А.

В качестве основной обмотки можно использовать либо одну из уравнивающих обмоток (рис.8.2, а), либо рабочую (дифференциальная) обмотку реле (рис. 8.2, б).

Для схемы включения реле по рис. 8.2, а условие равенства нулю (при неучете небаланса) результирующей МДС в режимах нагрузки или внешних КЗ имеет вид

$$I_{2осн} \omega_{осн} = I_{2неосн} \omega_{неосн\ расч}. \quad (8.12)$$

Из соотношения (8.12) следует, что число витков обмотки НТТ, включаемой на неосновной стороне, должно быть

$$\omega_{неосн\ расч} = \omega_{осн} \frac{I_{2осн}}{I_{2неосн}}. \quad (8.13)$$

Если для трансформатора с большим диапазоном регулирования напряжения на стороне ВН в начале расчета были вычислены значения $I_{ср\ неосн}$ и $\omega_{неосн}$ для стороны ВН по выражениям, аналогичным (8.10) и (8.11), то из условия (8.12) можно определить, что

$$\omega_{осн\ расч} = \omega_{неосн} \frac{I_{2неосн}}{I_{2осн}}. \quad (8.14)$$

При включении реле по схеме 8.2, а одна из уравнивающих обмоток является основной ($\omega_{урI} = \omega_{осн}$), а другая – неосновной ($\omega_{урII} = \omega_{неосн}$). При включении реле по схеме 8.2, б рабочая (дифференциальная) обмотка является основной: $\omega_{раб(диф)} = \omega_{осн}$, а одна из уравнивающих обмоток – неосновной, причем число витков на ней

$$\omega_{ур} = \omega_{неосн} - \omega_{раб(диф)}. \quad (8.15)$$

При необходимости установки тока срабатывания реле РНТ-565 ниже величины 2,87 А (но не менее 1,45 А) можно использовать обе уравнивающие и рабочую обмотки. На рабочей обмотке и той уравнивающей обмотке, которая включается на основной стороне, произвольно подбираются числа витков, сумма которых должна быть равна числу $\omega_{осн}$, полученному из выражения (8.11). Число витков уравнивающей обмотки неосновной стороны определяют как разность между расчетным числом $\omega_{неосн}$

из выражения (8.13) и ранее выбранным числом витков рабочей обмотки

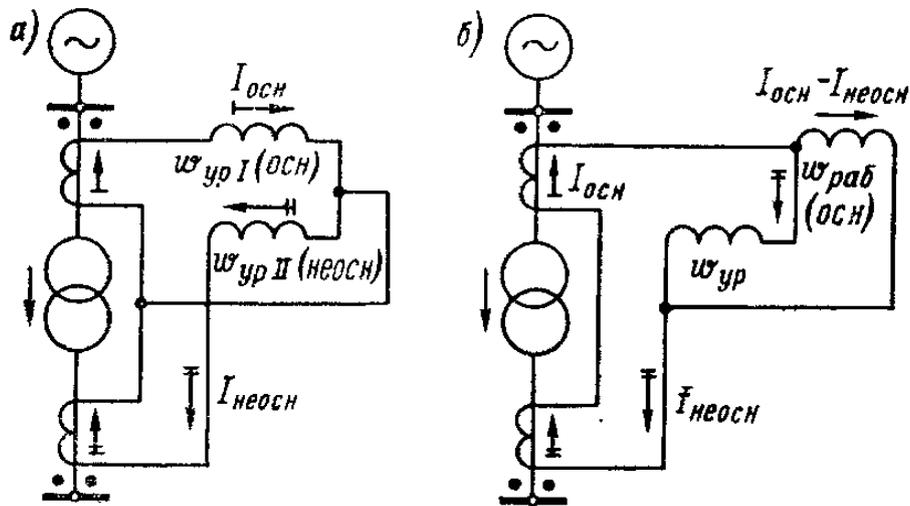


Рис. 8.2. Схемы включения обмоток реле типа РНТ в дифференциальной защите трансформатора (для одной фазы) без использования рабочей (дифференциальной) обмотки (а) и с использованием рабочей обмотки (б)

Пример 8.1. Выбрать уставки дифференциальной защиты с реле РТН-565 двухобмоточного трансформатора 6,3 МВА по исходным данным, приведенным на рис. 8.3.

Токораспределение в цепях дифференциальной защиты трансформатора показано на рис. 8.4.

Решение

1. Рассчитываем токи КЗ (значения токов КЗ приведены на рис. 8.3).

2. Определяем средние значения первичных и вторичных номинальных токов для всех сторон защищаемого трансформатора (табл. 8.1).

3. Определяем первичный ток небаланса по выражению (8.1) без учета составляющей $I_{нб}'''$ (так как неизвестно, насколько точно удастся в ходе расчета подобрать числа витков обмоток НТТ реле). В соответствии с выражениями (8.1), (8.7) и (8.8) первичный ток небаланса, приведенный к регулируемой стороне ВН, равен

$$I_{н\bar{б}} = I'_{н\bar{б}} + I''_{н\bar{б}} = k_{анер} k_{одн} \varepsilon I_{к макс} + \Delta U_{\alpha} I_{\alpha_{к макс}} + \Delta U_{\beta} I_{\beta_{к макс}} =$$

$$= (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) 320 = 64 \text{ A},$$

где $U_{\alpha}^* = U_{рнн}^* = 0,1$, т. е. половине суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН (рис. 8. 3).

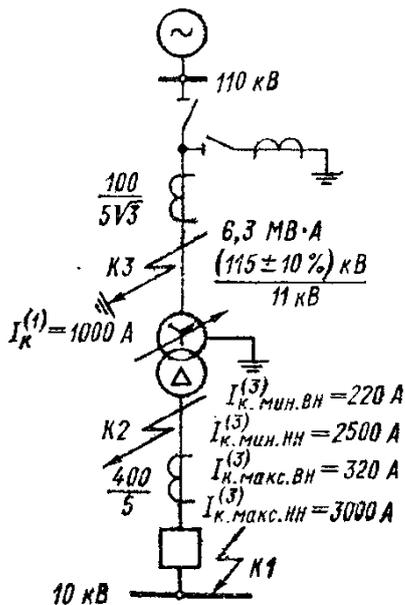


Рис. 8.3. Схема включения трансформатора

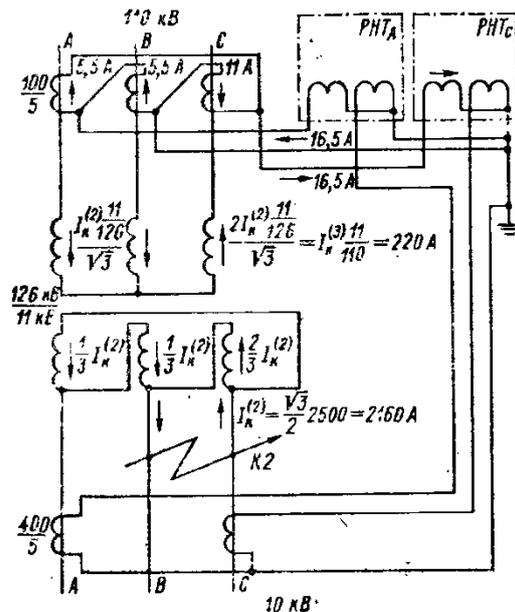


Рис. 8.4. Токораспределение в цепях дифференциальной защиты трансформатора при двухфазном КЗ в точке K_2

4. Определяем предварительное (без учета $I_{н\bar{б}}'''$) значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса по формуле (8.2):

$$I_{сз} \geq k_H I_{н\bar{б}} = 1,3 \cdot 64 = 83 \text{ A}.$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания (8.3):

$$I_{сз} \geq k_H I_{ном тр} = 1,3 \cdot 31,7 = 41,2 \text{ A},$$

т. е. меньше, чем по условию (8.2), и поэтому нет необходимости уточнять значение k_H в выражении (8.3) с целью его снижения.

Таблица 8.1

Вторичные токи в плечах защиты

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	115 кВ	11 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,7$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330$
Коэффициент трансформации трансформатора тока n_m	100/5	400/5
Схема соединения обмоток трансформатор тока	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$\frac{31,7 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 2,74$	$\frac{300}{400/5} = 4,13$

5. Производим предварительную проверку чувствительности защиты при повреждениях в зоне ее действия.

а) При двухфазном КЗ в точке K_2 (рис. 8.3) ток повреждения проходит через трансформаторы тока стороны 110 кВ, соединенные в треугольник. В этом случае расчетный ток в реле дифференциальной защиты (при двух- или трехрелейном исполнении) определяют для схем треугольника с тремя реле или треугольника с двумя реле:

$$I_{p \min} = 1,5 \frac{220}{20} = 16,5 \text{ А.}$$

Токи в цепях дифференциальной защиты при этом КЗ показаны на рис. 8.4.

Ток срабатывания реле (предварительный) по формуле:

$$I_{cp} = I_{cз} \frac{k_{cx}^{(3)}}{n_T} = 83 \frac{\sqrt{3}}{20} = 7,2 \text{ А.}$$

Предварительное значение коэффициента чувствительности

$$k_{\chi} = I_{p \min} / I_{cp} = 16,5 / 7,2 = 2,3 > 2.$$

б) При однофазном КЗ в точке K_3 (рис. 8.3) ток повреждения проходит только по одной фазе и, следовательно, по одному из

трансформаторов тока стороны 110 кВ. Поэтому расчетный ток в реле $I_{p \min} = 1000/20 = 50 \text{ А}$; $k_{\text{ч}}^{(1)} = 50/7,2 = 7$. Поскольку в обоих случаях $k_{\text{ч}} > 2$, расчет можно продолжать.

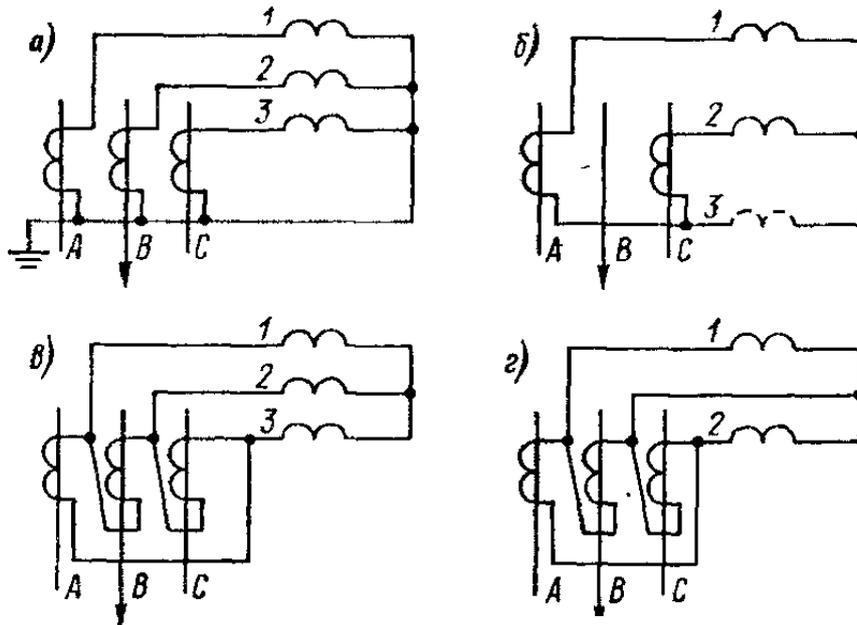


Рис. 8.5. Схемы включения реле тока максимальных токовых защит трансформатора

6. Определяем числа витков обмоток реле с учетом того, что на коммутаторе реле РНТ-565 можно подобрать практически любое целое число витков как рабочей, так и уравнивающих обмоток. Расчет начинаем с выбора числа витков неосновной стороны 110 кВ, так как это питающая сторона с регулируемым напряжением. Как видно из табл. 8.2, в которую сведены расчеты, дробное число витков основной обмотки (сторона НН), вызвало появление составляющей $I_{\text{нб}}'''$, что привело к существенному увеличению предварительно выбранного тока срабатывания защиты.

7. Коэффициент чувствительности при КЗ в точке K_2 (при окончательно выбранных числах витков и токе срабатывания реле при прохождении тока КЗ по стороне ВН $I_{\text{ср}} = 100/11 = 9,1 \text{ А}$)

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = I_{p \min} / I_{\text{ср}} = 16,5 / 9,1 = 1,81.$$

Таблица 8.2

Определение числа витков обмоток НТТ

№	Обозначение величины и расчетное выражение	Численное значение
1	$I_{ср\ неосн}$ (сторона ВН)	7,2 А
2	$\omega_{неосн\ расч} = F_{ср} / I_{ср\ неосн}$	100/7,2 = 13,9 вит
3	$\omega_{неосн}$ (ближайшее меньшее число)	13 вит
4	$I_{ср\ неосн} = F_{ср} / \omega_{неосн}$	100/13 = 7,7 А
5	$I_{сз\ неосн}$ (сторона ВН)	7,7 · 20/√3 = 89 А
6	$I_{сз\ осн}$ (сторона НН)	89 · 115/11 = 930 А
7	$\omega_{осн\ расч} = \omega_{неосн} I_{2неосн} / I_{2осн}$	13 · 2,74/4,13 = 8,6 вит
8	$\omega_{осн}$ (ближайшее целое число)	9 вит
9	$I_{нб}'''$ по (8.9)	320(8,6 – 9)/8,6 = 14,9 А
10	$I_{нб}$ с учетом $I_{нб}'''$ по (8.1)	64 + 14,9 = 78,9 А
11	$I_{сз\ неосн}$ с учетом $I_{нб}'''$	1,3 · 78,9 = 102,5 А > 83 А
Расчет повторяется для нового значения $I_{сз\ неосн}$		
12	$I_{ср\ неосн}$ (сторона ВН)	102,5 · √3/20 = 8,86 А
13	$\omega_{неосн\ расч} = F_{ср} / I_{ср\ неосн}$	100/8,86 = 11,3 вит
14	$\omega_{неосн}$ (ближайшее меньшее число)	11 вит
15	$I_{ср\ неосн} = F_{ср} / \omega_{неосн}$	100/11 = 9,1 вит
16	$I_{сз\ неосн}$ (сторона ВН)	9,1 · 20/√3 = 105 А
17	$I_{с.з.осн}$ (сторона НН)	105 · 115/11 = 1097 А
18	$\omega_{осн\ расч} = \omega_{неосн} I_{2неосн} / I_{2осн}$	11 · 2,74/4,13 = 7,3 вит
19	$\omega_{осн}$ (ближайшее целое число)	7 вит
20	$I_{нб}'''$ по (7.9)	320(7,3 – 7)/7,3 = 13,2 А
21	$I_{нб}$ с учетом $I_{нб}'''$ по (7.1)	64 + 13,2 = 77,2 А
22	$I_{сз\ неосн}$ с учетом $I_{нб}'''$	1,3 · 77,2 = 100 А < 105 А
23	Окончательно принятые числа витков: $\omega_{осн} = \omega_{ур} I$ (сторона НН) $\omega_{неосн} = \omega_{ур} II$ (сторона ВН)	Схема включения обмоток НТТ реле – рис. 8.3 7 вит } 11 вит }

Заметим, что, несмотря на то, что $k_{\text{ч}} \approx 2$, защита получилась очень грубой ($300 \% I_{\text{ном тр}}$). В этом случае целесообразнее применить реле типа ДЗТ-11. При их отсутствии можно рассмотреть один из способов снижения расчетного значения $I_{\text{нб}}$ и, следовательно, $I_{\text{сз}}$:

а) определение $I'_{\text{нб}} = I_{\text{нам}}$ по фактической (или типовой) характеристике намагничивания в случаях применения мощных выносных трансформаторов тока и при $z_{\text{н расч}} < z_{\text{н доп}}$ (оно производится для каждой из групп трансформаторов тока дифференциальной защиты при $I_{\text{к max}}^{(3)}$ внешнего КЗ, принимают наибольшее из полученных значений);

б) определение $I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}}$ при оптимальном (а не среднем) положении регулятора напряжения (РПН);

в) изменение коэффициента трансформации трансформаторов тока одной из сторон, если это не противоречит другим условиям;

г) уменьшение значения $z_{\text{н расч}}$ (если это возможно).

8. Производим расчетную проверку трансформаторов тока на обеих сторонах трансформатора. При расчетной проверке трансформаторов тока с $I_{2\text{ном}} = 5\text{А}$ на 10 %-ную погрешность сопротивление дифференциальных реле типов РНТ-565 и ДЗТ-11, наиболее часто применяемых в распределительных сетях, для режима внешнего (сквозного) КЗ практически можно принимать $z_p \approx 0,1\text{ Ом}$. В редких случаях включения на тормозной обмотке реле ДЗТ-11 более 12 вит. $z_p \approx 0,2\text{ Ом}$ (для проверки трансформаторов тока того плеча дифференциальной защиты, в которое включена тормозная обмотка).

Проверка показывает непригодность встроенных трансформаторов тока типа ТВТ-110 с $n_m = 100/5$. При использовании $n_m = 150/5$ эти трансформаторы тока обеспечивают необходимую точность работы, но не позволяют применить схему защиты с дешунтированием электромагнита включения (ЭВ) короткозамкателя. Трансформаторы тока типа ТФНД-110М (новое обо-

значение ТФЗМ 110Б) при $n_m = 100/5$ обеспечивают $\varepsilon < 10\%$ и позволяют применить схему с дешунтированием ЭВ.

В общем случае для стандартных двухобмоточных трансформаторов с $U_{pnn} = \pm 16\%$ и трехобмоточных трансформаторов с $U_\alpha = \pm 10\%$ и $U_\beta = \pm 5\%$ (с «нулевым» сопротивлением обмотки среднего напряжения) чувствительность дифференциальной защиты без торможения оказывается недостаточной. Поэтому, как правило, выполняется дифференциальная защита с торможением на реле серии ДЗТ.

Пример 8.2. Рассчитать дифференциальную защиту двухобмоточного трансформатора с односторонним питанием.

Исходные данные. $S_{ном} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{ном} = 110 \pm 16 / 10,5 \text{ кВ}$; схема соединения обмоток $Y/\Delta-11$; приведенные к стороне 110 кВ токи трехфазного КЗ в точке K_2 в максимальном режиме $I_{к ВН \max}^{(3)} = 2540 \text{ А}$, в минимальном – 1389 А.

Выбрать реле, обеспечивающее (при требуемой селективности) требуемую чувствительность.

Решение

Определяем первичные токи защищаемого трансформатора, выбираем трансформаторы тока и схемы их соединения, находим вторичные токи в плечах защиты (эти расчеты сведены в табл. 8.3.)

1. Определяем ток срабатывания защиты по двум условиям:

– $I_{сз} \geq k_{отс} I_{т ном}$ – обеспечение отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора (первое условие);

– $I_{сз} \geq k_{отс} I_{нб рсч \max 1}$ – для несрабатывания защиты при внешних КЗ (второе условие).

Рассмотрим возможность использования реле РНТ-565. Ток его срабатывания должен удовлетворять обоим условиям. Для обоих случаев принимаем коэффициент отстройки равным $k_{отс} = 1,3$: $I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{т ном} = 1,3 \cdot 131 = 170,3 \text{ А}$.

В первом приближении ток небаланса можно определить по формуле:

$$I_{нб\ pсч_{max1}} = \frac{\varepsilon + \Delta U_{рег}}{100} I_{к\ ВН_{max}}^{(3)},$$

где ε – полная погрешность трансформаторов тока, равная 10 %, $U_{рег} = \pm 16$ %.

Таблица 8.3

Основные расчетные данные

№ п/п	Величина	Расчетные значения для сторон	
		ВН	НН
1	Первичный номинальный ток защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131$	$\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1376$
2	Схема соединения обмоток защищаемого трансформатора	Y	Δ
3	Схема соединения трансформаторов тока	Δ	Y
4	Коэффициент схем $k_{сх}^{(3)}$	$\sqrt{3}$	1
5	Коэффициент трансформации трансформатора тока	$\frac{\sqrt{3} \cdot 131}{5} = 45,3$	$\frac{1376}{5} = 275,2$
6	Принятый коэффициент трансформации трансформатор тока	50	300
7	Вторичный ток в плечах защиты $I_2, А$	$I_{2I} = \frac{\sqrt{3} \cdot 131}{50} = 4,53$	$I_{2II} = \frac{1 \cdot 1376}{300} = 4,58$

С учетом этого:

$$I_{нб\ pсч_{max1}} = (0,1 + 0,16) \cdot 2540 = 660,4 \text{ А},$$

ток срабатывания:

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 660,4 = 858,5 \text{ А}.$$

Определяющим при выборе тока срабатывания защиты является отстройка от максимального тока небаланса при внешних КЗ. Примем этот ток срабатывания $I_{сз} = 858,5 \text{ А}$.

2. Проверяем чувствительность защиты при двухфазном КЗ в точке K_1 в минимальном режиме.

Считаем, что значения токов при повреждениях в точках K_1 и K_2 примерно одинаковы. Тогда ток двухфазного КЗ в точке K_1 в минимальном режиме:

$$I_{\kappa 2_{\min}}^{(2)} = 0,865 \cdot I_{\kappa BH_{\min}}^{(3)} = 0,865 \cdot 1389 = 1200 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности: $k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}}^{(m)} I_{\kappa}^{(m)} / (k_{\text{сх}}^{(3)} I_{\text{сз}})$.

В нашем случае $k_{\text{сх}}^{(m)} = k_{\text{сх}}^{(3)} = \sqrt{3}$.

С учетом этого:

$$k_{\text{ч}} = \sqrt{3} \cdot 1200 / (\sqrt{3} \cdot 858,5) = 1,39 < 2.$$

Следовательно, реле РНТ-565 не обеспечивает требуемую чувствительность дифференциальной защиты. Поэтому рассмотрим реле с торможением ДЗТ-11.

Это реле имеет одну тормозную обмотку. Ее нужно включить так, чтобы при внешних КЗ имело место максимальное торможение, а при повреждениях в защищаемой зоне торможение отсутствовало. При одностороннем питании трансформатора это обеспечивается, если тормозная обмотка включена в плечи трансформаторов тока со стороны питания. В этом случае при подаче напряжения на трансформатор возникает бросок тока намагничивания. Поэтому при выборе тока срабатывания должно быть обеспечено первое условие.

Для реле ДЗТ-11 принимают $k_{\text{отс}} = 1,5$. Тогда:

$$I_{\text{сз}_{\min I}} = 1,5 \cdot 131 = 196,5 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз}_{\min II}} = 1,5 \cdot 1376 = 2064 \text{ А.}$$

Это условие выбора тока срабатывания защиты является единственным. Оно определяет его минимальный ток срабатывания. При прохождении тока по тормозной обмотке по мере его увеличения увеличивается и ток срабатывания. Тем самым обеспечивается несрабатывание реле при внешних КЗ.

Таким образом, при использовании реле ДЗТ-11 задача сводится к выбору тока срабатывания, отстраиваемого от бросков тока намагничивания, и к расчету числа витков уравнительных и тормозной обмоток, обеспечивающих несрабатывание при внешних КЗ.

В нашем случае коэффициент чувствительности:

$$k_{\psi} = \sqrt{3} \cdot 1200 / (\sqrt{3} \cdot 196,5) = 6 > 2.$$

3. Дальнейший расчет сводим в табл. 8.4, которая является продолжением табл. 8.3.

В этом случае расчет выполняют аналогично (как и для реле РНТ-565), а завершают его выбором числа витков тормозной обмотки.

4. Определяем число витков тормозной обмотки по выражению:

$$w_{\text{торм}} = \frac{k_{\text{отс}} I_{\text{нб}} \text{рсч}_{\text{max1}} w_{\text{раб}}}{I_{\text{к ВН}}^{(3)} \text{tg}\alpha},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$; $w_{\text{раб}}$ – число витков обмотки НТТ реле на стороне, к которой присоединена тормозная обмотка (в нашем случае $w_{\text{раб}} = w_{\text{осн}} = 13$ витков); α – угол наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике реле, для ДЗТ-11 $\text{tg}\alpha = 0,75$. Токи $I_{\text{нб}} \text{рсч}_{\text{max1}}$ и $I_{\text{к ВН}}^{(3)}$ приведены к стороне 10 кВ. С учетом сказанного:

$$w_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot 7198 \cdot 13}{26610 \cdot 0,75} = 7 \text{ витков.}$$

5. Уточняем значение тока срабатывания на основной стороне:

$$I_{\text{сз}_{\text{min}}} = I_{\text{ср осн}} K_{I \text{ осн}} / k_{\text{сх}},$$

где

$$I_{\text{ср осн}} = F_{\text{ср}} / w_{\text{осн}} = 100 / 13 = 7,7 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз}_{\text{min}}} = 7,7 \cdot 300 / 1 = 2310 \text{ А.}$$

6. Проверяем коэффициент чувствительности:

$$k_{\psi} = \left(1200 \cdot \frac{110}{10,5} \right) / 2310 = 5,45 > 2.$$

Таблица 8.4

Параметры защиты

№ п/п	Величина	Расчетные значения для сторон	
		ВН	НН
1	Ток срабатывания реле, А	$I_{срI} = \frac{k_{сх}^{(3)} I_{сзI}}{K_{IA}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 196,5}{50} = 6,8$	$I_{срII} = \frac{k_{сх}^{(3)} I_{сзII}}{K_{IY}} = \frac{1 \cdot 2064}{300} = 6,88$
2	Расчетное число витков обмотки НТТ реле для основной стороны защищаемого трансформатора (за основную сторону с большим током $I_{ср}$, т. е. $I_{срII} = 6,88$ А)	$w_{осн рсч} = \frac{F_{ср}}{I_{срII}} = \frac{100}{6,88} = 14,5 \text{ витков}$ <p>Принимаем $w_{осн} = 13$ витков</p>	
3	Расчетное число витков НТТ неосновной стороны	$w_{неосн рсч} = \frac{w_{осн} I_{2II}}{I_{2I}} = \frac{13 \cdot 4,58}{4,53} = 13,14 \text{ витков}$ <p>Принимаем $w_{неосн} = 13$ витков</p>	
4	Составляющая первичного тока небаланса $I_{нб вр1}$, обусловленная округлением расчетного числа витков неосновной стороны, А	$I_{нб вр} = \frac{w_{неосн рсч} - w_{неосн}}{w_{неосн рсч}} I_{к ВН_{max}}^{(3)} \left(\frac{110}{10,5} \right) = \frac{13,14 - 13}{13,14} \cdot 2540 \cdot \left(\frac{110}{10,5} \right) = 284$	
5	Суммарный ток небаланса, отнесенный к основной стороне, А	$I_{нб рсч_{max1}} \left(\frac{110}{10,5} \right) + I_{нб вр} = 660,4 \cdot 10,47 + 284 = 7198$	

Пример 8.3. Произвести расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора с реле типа РНТ-565. Исходная схема и схема замещения двухобмоточного трансформатора показана на рис. 8.6.

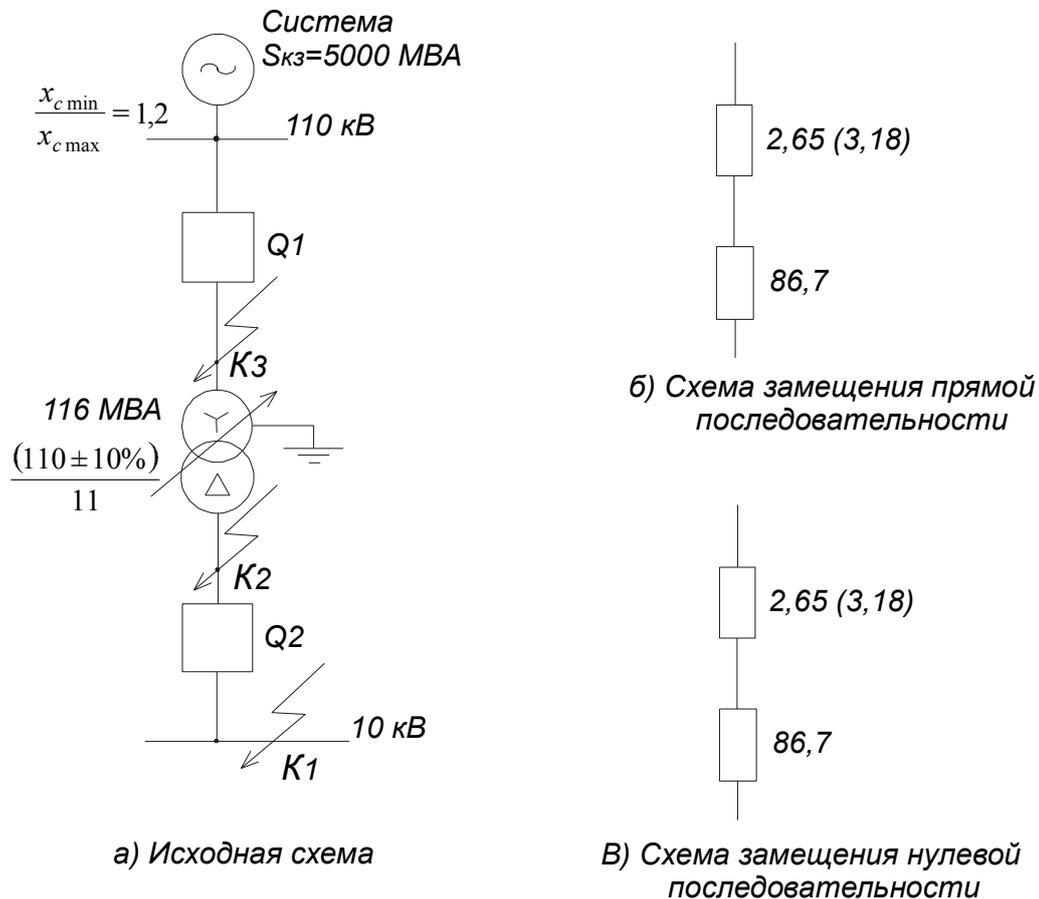


Рис. 8.6. Исходная схема и схема замещения двухобмоточного трансформатора

Исходные данные. $S_{ном} = 116 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $S_{кз} = 5000 \text{ М} \cdot \text{ВА}$; $U_{ном} = 110 \pm 10 / 11 \text{ кВ}$ (РПН на стороне ВН в пределах $\pm 10 \%$); схема соединения обмоток $Y/\Delta-11$; приведенные к стороне 110 кВ токи трехфазного КЗ в точке K_2 в максимальном режиме $I_{к\text{ВН}max}^{(3)} = 2540 \text{ А}$, в минимальном – 1389 А.

Сопротивления в схемах замещения приведены к напряжению 115 кВ, для системы в скобках указаны сопротивления в минимальном режиме.

Решение

Определяем первичные токи защищаемого трансформатора, выбираем трансформаторы тока и схемы их соединения, находим вторичные токи в плечах защиты.

Расчеты сведены в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Параметры расчета дифзащиты на реле РНТ-56

Наименование величины	Значение для сторон	
	110 кВ	10 кВ
1. Первичные номинальные токи трансформатора, А	$\frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84$	$\frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 11} = 840$
2. Коэффициенты трансформации трансформаторов тока	200/5	1200/5
3. Соединение трансформаторов тока	Δ	Y
4. Вторичные токи в плечах защиты, А	$\frac{84\sqrt{3}}{200/5} = 3,64$	$\frac{840}{1200/5} = 3,5$

5. Определяем первичный максимальный ток КЗ, проходящий через трансформатор при внешнем КЗ (точка К₁)

$$I_{кз \max} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 89,4} = 743 \text{ А.}$$

6. Предварительно определяем первичный ток срабатывания защиты:

– по условию отстройки от тока небаланса без учета составляющей небаланса $I_{3нбр}$

$$I_{сз} = k_{отс} (I_{1нбр} + I_{2нбр}) = 1,3[(1 \cdot 0,1 + 0,1 \cdot 1) \cdot 743] = 1,3 \cdot 149 = 193 \text{ А};$$

– по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном} = 1,3 \cdot 84 = 109 \text{ А.}$$

Таким образом, расчетным условием для выбора тока срабатывания является отстройка от тока небаланса при внешнем повреждении $I_{сз} = 193 \text{ А.}$

7. Производим предварительную проверку чувствительности

$$I_{кз\ min}^{(3)} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 89,9} = 739 \text{ А},$$

$$K_u = \frac{1,5 \cdot 739}{\sqrt{3} \cdot 193} = 3,3.$$

Следовательно, реле РНТ-565 применимо и расчет можно продолжить.

8. Ток срабатывания реле на основной стороне

$$I_{ср\ осн} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{сз}}{n_{m110}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 193}{40} = 8,36 \text{ А}.$$

9. Расчетное число витков

$$\omega_{осн\ расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср\ осн}} = \frac{100}{8,36} = 11,96 \text{ витк.}$$

Предварительно принимаем $\omega_{осн\ ф} = 11$ витков.

10. Соответствующий ток срабатывания реле на основной стороне

$$I_{ср\ осн} = \frac{F_{ср}}{\omega_{осн}} = \frac{100}{11} = 9,09 \text{ А}.$$

11. Расчетное число витков для неосновной стороны

$$\omega_{1\ расч} = \omega_{осн\ ф} \frac{I_{осн\ в}}{I_{1\ в}} = 11 \frac{3,64}{3,5} = 11,44 \text{ витк.}$$

Предварительно принимаем $\omega_{1\ ф} = 11$ витков.

12. Определяем составляющую небаланса $I_{Знбр}$

$$I_{Знбр} = \frac{\omega_{1\ расч} - \omega_{1\ ф}}{\omega_{1\ расч}} \cdot I_{кз\ max} = \frac{11,4 - 11}{11,4} \cdot 743 = 26 \text{ А}.$$

13. Первичный расчетный ток небаланса

$$I_{нбр} = 149 + 26 = 175 \text{ А}.$$

14. Ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 175 = 227,5 \text{ А}.$$

15. Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне

$$I_{ср\ осн} = \frac{\sqrt{3} \cdot 227,5}{200/5} = 9,85 \text{ А}.$$

Поскольку $9,85 > 9,09$, то расчет повторяется для нового значения $I_{сз}$ с п. 9.

16. Расчетное число витков обмотки НТ реле на основной стороне

$$\omega_{осн\ расч} = \frac{100}{9,85} = 10,15 \text{ витк.}$$

17. Соответствующий ток срабатывания реле на основной стороне

$$I_{ср\ осн} = \frac{100}{10} = 10 \text{ А.}$$

18. Расчетное число витков для неосновной стороны

$$\omega_{1\ расч} = \omega_{осн\ ф} \frac{I_{осн\ в}}{I_1} = 10 \frac{3,64}{3,5} = 10,4 \text{ витк.}$$

19. Составляющая небаланса

$$I_{з\ нбр} = \frac{10,4 - 10}{10,4} \cdot 743 = 29 \text{ А.}$$

20. Первичный расчетный ток небаланса

$$I_{нбр} = 149 + 29 = 178 \text{ А.}$$

21. Ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 178 = 231 \text{ А.}$$

22. Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне

$$I_{ср\ осн} = \frac{\sqrt{3} \cdot 231}{200/5} = 10 \text{ А.}$$

Величины токов п. п.17 и 22 совпадают.

23. Окончательно принятые числа витков НТ реле для установки на основной (110 кВ) и неосновной (10 кВ) сторонах

$\omega_{осн\ ф} = 10$ витков, $\omega_{1\ ф} = 10$ витков.

24. Оценим чувствительность защиты:

– при двухфазном КЗ в т. K_2 в минимальном режиме работы системы

$$K_u^{(2)} = \frac{1,5 \cdot 738}{\sqrt{3} \cdot 231} = 2,8 > 2;$$

– при однофазном КЗ в т. K_3 в минимальном режиме работы системы

$$k_u^{(1)} = \frac{I_p}{I_{cp}}; I_p = \frac{I_{кз\min}^{(1)}}{n_{m110}} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 3,18 \cdot 200/5} = 52,2 \text{ А},$$

$$k_u^{(1)} = \frac{52}{10} = 5,2 > 2.$$

Основные положения
для дифференциальных защит с торможением
Принцип торможения
в дифференциальных токовых защитах

Для повышения чувствительности продольных дифференциальных защит широко используют принцип торможения сквозным (циркулирующим) током [2]. Как видно из схемы дифференциальной защиты с торможением (рис. 8.7, а), при внешнем (сквозном) КЗ этот ток ($I_{2k\max BH}$) проходит по тормозной обмотке дифференциального реле (ω_m). В это же время по дифференциальной (рабочей) обмотке реле (ω_p) проходит ток небаланса ($I_{2нб}$). МДС рабочей обмотки направлена на срабатывание реле, тормозной обмотки – на увеличение тока срабатывания реле, предотвращающее его срабатывание при внешних КЗ. Для обеспечения несрабатывания реле при внешних КЗ на тормозной обмотке реле должно быть включено число витков [5]

$$\omega_T \geq k_H I_{нб} \omega_p / (I_{k\max BH} \operatorname{tg} \alpha), \quad (8.16)$$

где $I_{k\max BH}$ – периодическая слагающая тока (при $t = 0 \text{ с}$) при расчетном внешнем трехфазном КЗ на той стороне трансформатора, где включена тормозная обмотка, в максимальном режиме работы системы и с учетом влияния РПН трансформатора; $I_{нб}$ – ток небаланса (первичный); ω_p – расчетное число витков рабочей обмотки реле на стороне, где включена тормозная обмотка; k_H – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, принимается равным 1,5 [3]; $\operatorname{tg} \alpha$ – тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике срабатывания реле (тормозной), соответствующей минимальному торможению. Для других реле этой се-

рии $\operatorname{tg}\alpha$ может быть значительно меньше и должен определяться по заводским или снятым экспериментально тормозным характеристикам

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{F_p}{F_T}. \quad (8.17)$$

Тормозные характеристики реле ДЗТ-11 (рис. 8.8) построены при нормальной затяжке противодействующей пружины для таких углов между рабочим (I_p) и тормозным (I_m) токами в реле, при которых обеспечивается максимальное (кривая 1) и минимальное (кривая 2) торможение. Область, расположенная ниже характеристики 2, является областью надежного несрабатывания реле; область, расположенная выше характеристики 1 – областью надежного срабатывания 1 [2]. При этом для обеспечения чувствительности защиты точка, соответствующая расчетным случаям КЗ в зоне действия защиты и определяемая величинами F_p и F_m , должна находиться не менее чем на 10 % своих координат выше характеристики 1 [3].

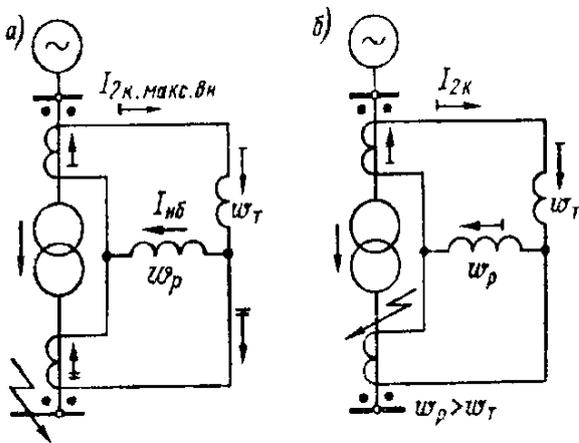


Рис. 8.7. Токораспределение в цепях одной фазы дифференциальной защиты с торможением при внешнем к. з. (а) и при к. з. в зоне действия защиты (б)

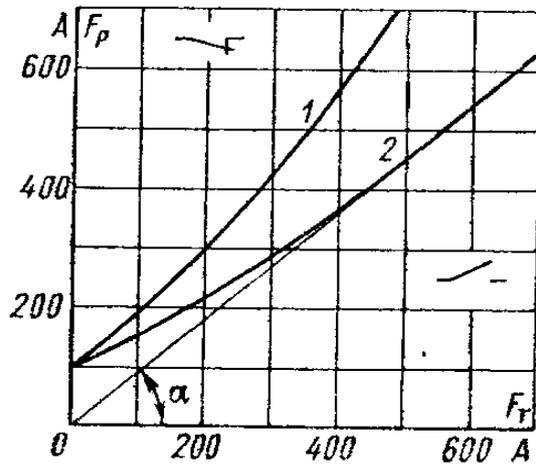


Рис. 8.8. Тормозные характеристики реле типа ДЗТ-11

При КЗ в зоне действия защиты (при одностороннем питании) по рабочей и тормозной обмоткам проходит один и тот же ток (рис. 8.7, б), т. е. $I_p = I_m$. Однако выбранное по выражению (8.16) соотношение чисел витков рабочей и тормозной обмоток ($\omega_p > \omega_m$) должно обеспечивать преобладание рабочей МДС ($F_p > F_m$) и, следовательно, надежное срабатывание реле.

Выбор места включения тормозной обмотки

При выполнении дифференциальной защиты понижающих трансформаторов с реле, имеющими одну тормозную обмотку, при одностороннем питании трансформатора имеется возможность исключить влияние тормозной обмотки при КЗ в зоне действия защиты. Для этого на двухобмоточных понижающих трансформаторах тормозная обмотка должна включаться в плечо дифференциальной защиты не со стороны питания (как показано на рис. 8.7 для пояснения принципа действия защиты), а в плечо противоположное.

На трехобмоточных понижающих трансформаторах с односторонним питанием [3] рекомендуется выбирать место включения тормозной обмотки таким образом, чтобы определяющим для выбора тока срабатывания было условие (8.2) отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{сз} \geq k_n I_{номтр} = \left(2,1 - 3,7 \chi_k^* \right) I_{номтр}, \quad (8.18)$$

где $k_n = 2,1 - 3,7 \chi_k^*$. Наибольшее значение $k_n = 1,5$, наименьшее – 1.

Для этого тормозную обмотку включают, как правило, в плечо той стороны трансформатора, где внешнее КЗ вызывает больший ток (сторона, имеющая сопротивление обмотки трансформатора, равное примерно нулю). Если же отстройка от тока небаланса при КЗ на другой стороне требует увеличения $I_{сз}$ больше чем $1,5I_{номтр}$, рекомендуется включить тормозную обмотку реле ДЗТ-11 на сумму токов плеч защиты питаемых сторон.

Включение тормозной обмотки этих реле в плечо со стороны питания не рекомендуется, поскольку при больших токах в случае КЗ на стороне питания и при отношении чисел витков тормозной и рабочей обмоток более 0,4 может существенно снизиться кратность тока в исполнительном органе, что вызовет отказ защиты. Для современных трансформаторов с РПН при $U_{РПН} = \pm 16\%$ отношение $\omega_m / \omega_p \geq 0,4$ является типичным. Действительно, даже без учета регулирования напряжения на стороне среднего напряжения и без учета составляющей $I_{нб}'''$ расчетное значение

$$I_{нб} = I_{нб}' + I_{нб}'' = (0,1 + 0,16)I_{к\max BH} = 0,26I_{к\max BH}$$

и по формуле $\omega_m = 1,50,26\omega_p / 0,8 = 0,49\omega_p$. Как видно из зависимостей кратности вторичного тока (в исполнительном органе) I_2^* от кратности первичного тока для реле ДЗТ-11 (рис. 8.9), при $F_m / F_p = \omega_m / \omega_p = 0,5$ реле может отказаться уже при $I_1^* \geq 25$.

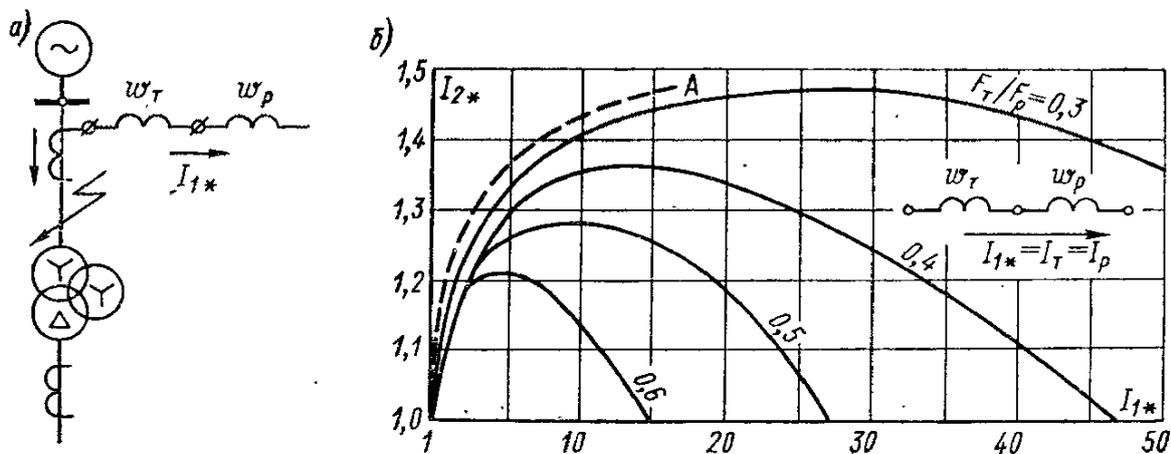


Рис. 8.9. Схема (а) и зависимости (б) $I_2^* = f(I_1^*)$ для реле ДЗТ-11 (А – кривая нормируемых значений I_2^*)

Этому значению соответствует $n_m = 100/5I_k \geq 2500$ А, при $n_m = 150/5I_k \geq 3750$ А и т. д., где I_k – ток при КЗ на выводах трансформатора со стороны питания. Такие значения токов КЗ вполне вероятны для современных распределительных сетей 110

и 35 кВ. Поэтому включение тормозной обмотки реле ДЗТ-11 со стороны питания допустимо только после проверки надежности работы реле при $I_{к\max}$ при трехфазном КЗ на этой стороне в зоне действия защиты (рис. 8.9).

Расчет чисел витков остальных обмоток реле ДЗТ-11 (кроме тормозной) производят так же, как для реле РНТ.

Пример 8.4. Выбрать уставки дифференциальной защиты с торможением (реле ДЗТ-11) двухобмоточного трансформатора мощностью 6,3 МВА, $(115 \pm 16\%)$ кВ/11 кВ (рис. 8.10).

Решение

1. Рассчитываем токи КЗ (результаты расчета приведены на схеме рис. 8.10).

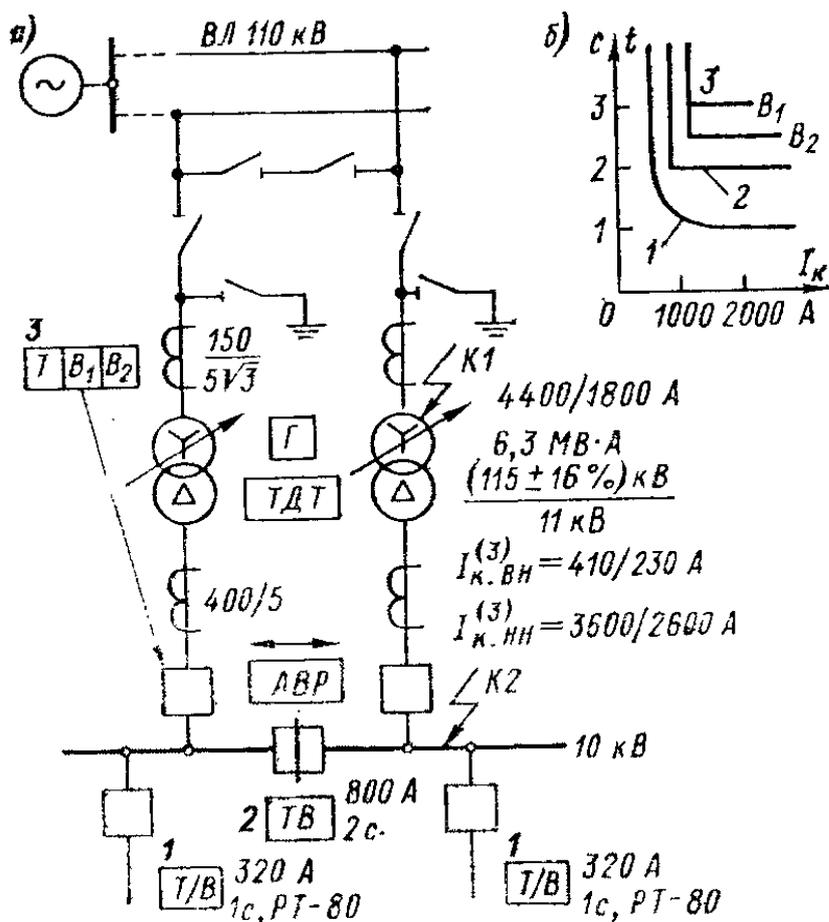


Рис. 8.10. Расчетная схема (а) и карта селективности (б)

Примечание. ТВ₁В₂ – максимальная токовая защита с независимой характеристикой с двумя ступенями выдержки времени; Г – газовая защита; ТДТ – дифференциальная токовая защита с торможением. На схеме для точки К1 токи отнесены к стороне ВН, для точки К2 – к стороне ВН и НН; на карте селективности токи отнесены к стороне НН.

2. Определяем средние значения первичных и вторичных номинальных токов для всех сторон защищаемого трансформатора.

3. Выбираем место установки тормозной обмотки реле ДЗТ-11 плечо стороны НН.

4. Определяем первичный ток небаланса без учета составляющей $I_{нб}'''$ по выражениям (8.1), (8.5), (8.6):

$$I_{нб} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) 410 = 106,5 \text{ А},$$

где $I_{к\max\text{ВН}}^{(3)} = 410 \text{ А}$ (рис. 8.10).

5. Ток срабатывания защиты выбирается только по условию (8.18) отстройки от броска тока намагничивания. Уточненное значение k_H в нем определяют в следующем порядке. При $u_{к\text{ср}} = 10,5 \%$ сопротивление $x_{\text{г}}^{(1)} = (12,7 + 10,5) / 1,35 = 17,2 \%$. При мощности трансформатора 6,3 МВА (рис. 8.10) $x_{\text{г}}^{(1)} = 17,2115^2 / (1006,3) = 361 \text{ Ом}$. При $x_{1\text{с}} = 15 \text{ Ом}$ получаем $x_{\text{к}} = 15 + 1,15361 = 430 \text{ Ом}$. Значение $x_{\text{б}} = 115^2 / 6,3 = 2100$, $x_{\text{к}}^* = 430 / 2100 = 0,2$, значение $k_H = 2,1 - 3,70,2 = 1,36$. Номинальный ток трансформатора равен 31,7 А (на стороне 110 кВ). Ток срабатывания дифференциальной защиты по условию (8.18) $I_{\text{сз}} \geq 1,3631,7 = 43 \text{ А}$.

6. Определяем число витков обмоток ДЗТ для выравнивания МДС аналогично тому, как это выполнено в предыдущем примере. При этом надо иметь в виду, что на коммутаторе реле ДЗТ-11 можно подобрать практически любое число витков как рабочей, так и уравнивающих обмоток [3]. Расчет начинаем с выбора числа витков для обмотки НТТ, включаемой в плечо ВН, поскольку это – сторона регулируемого напряжения, хотя и с меньшим вторичным током.

Схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11 приведена на рис. 8.11.

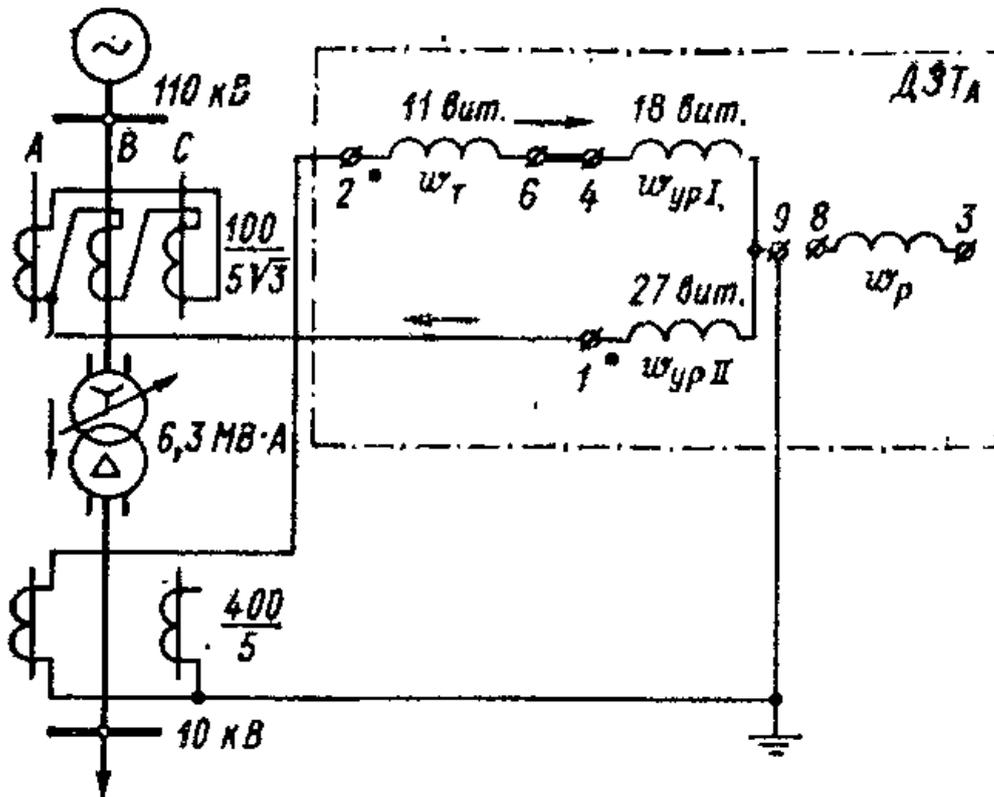


Рис. 8.11. Схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11 дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора

7. Определяем по выражению (8.4) число витков тормозной обмотки реле ДЗТ-11, необходимое для обеспечения бездействия защиты при внешнем трехфазном КЗ (точка K_2 на рис. 8.10):

$$\omega_m = 1,5 \cdot 108,8(96,6/11)17,9/(3600 \cdot 0,75) = 9,5 ,$$

где $\omega_p = 17,8$ вит – расчетное число витков рабочей обмотки на той же стороне НН, где включена тормозная обмотка (рис.8.11); $I_{нб} = 108,8(96,6/11) = 955$ А, приведенный к стороне НН с помощью наименьшего значения коэффициента трансформации трансформатора, соответствующего крайнему «отрицательному» положению регулятора РПН, при котором определяются максимальные значения тока КЗ; $I_{нб} = 108$ А (п. 8 табл. 8.6).

Расчет чисел витков обмоток НТТ

№	Обозначение величины и расчетное выражение	Численное значение
1	$I_{ср\ неосн} = \frac{I_{сз\ неосн} k_{сх\ неосн}^{(3)}}{n_{Т\ неосн}}$	$\frac{43 \cdot 1,73}{100/5} = 3,7 \text{ А}$
2	$\omega_{неосн.расч} = F_{с.р} / I_{с.р.неосн}$	$100/3,7 = 27 \text{ вит}$
3	$\omega_{неосн} \text{ (ближайшее меньшее число)}$	27 вит
4	$I_{сз\ осн} \text{ (сторона НН)}$	$43 \cdot 96,6/11 = 377 \text{ А}$
5	$\omega_{осн\ расч} = \omega_{неосн} I_{2неосн} / I_{2осн}$	$27 \cdot 2,74/4,13 = 17,9 \text{ вит}$
6	$\omega_{осн} \text{ (ближайшее целое число)}$	18 вит
7	$I_{нб}'''$	$(18 - 17,9/18)410 = 2,3 \text{ А}$
8	$I_{нб} \text{ с учетом } I_{нб}'''$	$106,5 + 2,3 = 108,8 \text{ А}$
9	Окончательно принятые числа витков: $\omega_{осн} = \omega_{ур} I \text{ (сторона НН)}$ $\omega_{неосн} = \omega_{ур} II \text{ (сторона ВН)}$	18 вит. 27 вит.
10	Проверка	$4,13 \cdot 18 \approx 2,74 \cdot 27$

Принимается ближайшее большее число витков тормозной обмотки ($\omega_m = 11$ вит); числа витков на тормозной обмотке реле ДЗТ-11 могут быть установлены следующие: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 18, 24 [3].

8. Определяем коэффициент чувствительности защиты при КЗ за трансформатором в зоне действия защиты, когда ток повреждения проходит только через трансформаторы той стороны 110 кВ и торможение отсутствует. Из рис. 8.11 $I_{к\ min\ BH}^{(3)} = 230 \text{ А}$. Для схемы соединения обмоток трансформаторов тока в треугольник расчетный ток в реле $I_{р\ min} = 1,5 I_{к\ min\ BH}^{(3)} / n_m = 1,5 \cdot 230 / 20 = 17,2 \text{ А}$. При прохождении

двухступенчатая максимальная токовая защита (первая ступень без выдержки времени). Токи приведены к напряжению 110 кВ.

Трансформаторы работают отдельно на сторонах 35 и 10 кВ.

Решение

1. Определяем средние значения первичных (вторичных) номинальных токов для всех плеч дифференциальной защиты (по номинальной мощности наиболее мощной обмотки трансформатора). Расчеты сводятся в табл. 8.7.

Таблица 8.7

Вторичные токи в плечах защиты

Наименование величины	Численное значение для стороны		
	115 кВ	38,5 кВ	11 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 150$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока n_m	$\frac{150}{5}$	$\frac{400}{5}$	$\frac{600}{5}$
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	Δ	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	2,88	3,24	4,39

2. Определяем первичные токи небаланса без учета составляющей:

а) при КЗ на шинах 35 кВ (точка K_2)

$$I_{нб} = (110,1 + 0,1 + 0,05) \cdot 500 = 125 \text{ А},$$

где $I_{к \max BH}^{(3)} = I_{\alpha к \max} = I_{\beta к \max} = 500 \text{ А}$ – максимальный ток, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора при КЗ на стороне СН;

б) при КЗ на шинах 10 кВ (точка K_3)

$$I_{нб} = (110,1 + 0,1) \times 330 = 66 \text{ А},$$

где $I_{k \max BH}^{(3)} = 330 \text{ А}$ – максимальный ток, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора при КЗ на стороне НН (8.6).

3. Предварительный расчет показывает, что при выполнении дифференциальной защиты без торможения $k_{\text{ч}} \approx 1,4$ при двухфазном КЗ на стороне НН. В случаях параллельной работы трансформаторов на одной из сторон (НН или СН) значения $I_{k \max}$, $I_{\text{нб}}$ и, следовательно, $I_{\text{сз}}$ возрастают, а значение $k_{\text{ч}}$ становится меньше 1,4, так как проверка чувствительности должна производиться при одиночной работе трансформаторов, когда ток КЗ меньше, чем при параллельной работе. Поэтому дальнейший расчет производится для дифференциальной защиты с торможением с реле ДЗТ-11.

4. Определяем место включения тормозной обмотки реле ДЗТ-11. Рассмотрим три варианта.

а) Включение тормозной обмотки в плечо 35 кВ (рис. 8.13). При этом несрабатывание защиты при внешнем повреждении на шинах 35 кВ, когда торможение отсутствует, обеспечивается выбором тока срабатывания, так же как для защиты с реле серии РНТ, т. е. по выражению, в котором принимают наибольшее значение $k_{\text{н}}$ для реле серии ДЗТ-10 (1,5): $I_{\text{сз}} \geq 1,566 = 99 \text{ А}$. По условию (8.18) $I_{\text{сз}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{ном тр}} = 1,550 = 75 \text{ А}$. Определяющим условием является (8.2), поэтому не производится уточнение коэффициента $k_{\text{н}}$ в выражении (8.18) по примеру 8.4. Коэффициент чувствительности защиты (предварительный) при двухфазном КЗ в точке K_3 (рис. 8.12) в минимальном режиме при $I_{\text{сз}} = 99 \text{ А}$ и $I_{\text{ср}} = 99\sqrt{3}/30 = 5,7 \text{ А}$ и при $I_{\text{р min}} = 1,5260/30 = 13 \text{ А}$, $k_{\text{ч}}^{(2)} = 13/5,7 = 2,28$. Поскольку $k_{\text{ч}} > 2$, этот вариант может быть принят для дальнейших расчетов (числа витков обмоток ННТ указаны на рис. 8.13).

б) Включение тормозной обмотки выполнено в плечо 110 кВ, что позволило бы выбрать ток срабатывания защиты только по условию (8.18). Этот вариант требует дополнительной проверки надежности работы реле ДЗТ-11 (ДЗТ-1). В данном примере $I_{k \max} = 5000 \text{ А}$, $I_1^* = 5000/150 = 33$. Предварительное значение

$I_{нб} = (0,1 + 0,1 + 0,05)I_{к\max}$ (КЗ на стороне 35 кВ). По формуле (8.13) $\omega_m = 1,50,25 \omega_p / 0,87 = 0,43 \omega_p$. По рис. 8.9, б при $I_1^* = 33$ и $\omega_m / \omega_p = 0,43$ $I_2^* \approx 1,1$, что значительно ниже нормируемых значений I_2^* . Следовательно, этот вариант не может быть принят.

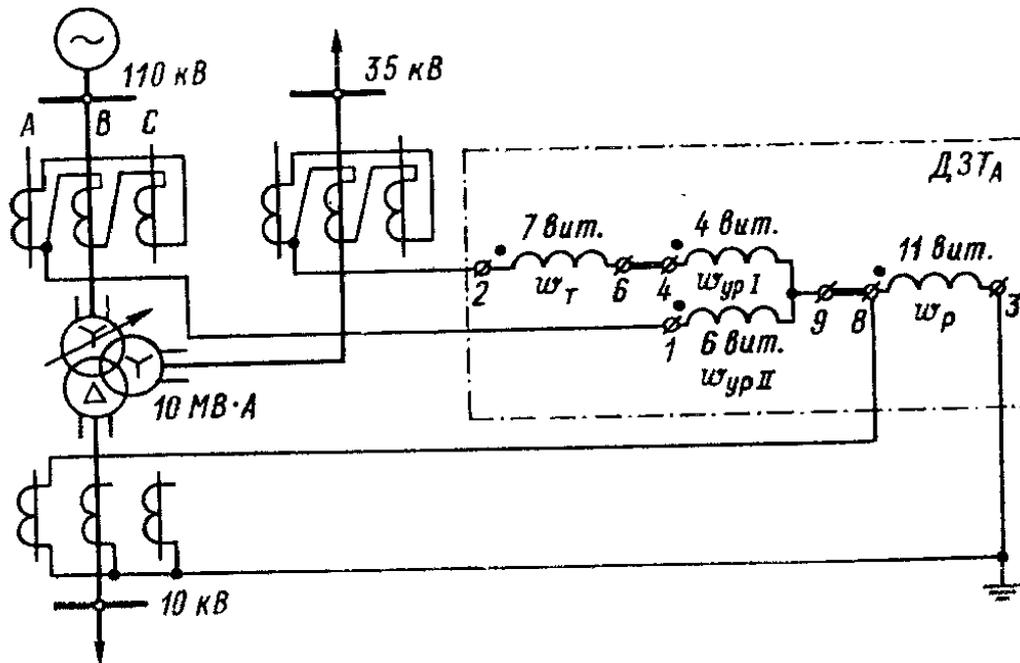


Рис. 8.13. Схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11 дифференциальной защиты трехобмоточного трансформатора (варианта)

в) Включение тормозной обмотки на сумму токов плеч 10 и 35 кВ (рис. 8.14). Очевидно, что последний вариант является наилучшим, так как позволяет выбрать ток срабатывания защиты только по условию (8.18), как и в варианте «б», и в то же время исключить влияние тормозной обмотки реле при КЗ в зоне действия защиты. Кроме того, на значение тока срабатывания в этом варианте не влияет неточность подбора числа витков уравнивательных обмоток реле (составляющая $I_{нб}'''$ влияет лишь на выбор числа витков ω_m).

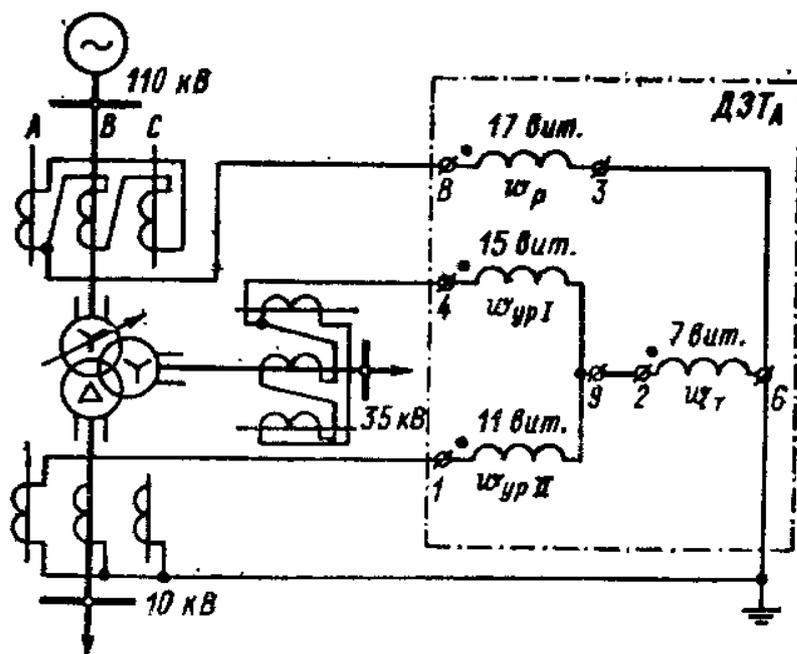


Рис.8.14. Схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11

Расчет чисел витков обмоток НТТ реле ДЗТ производят так же, как в предыдущих примерах. Выбранные числа витков указаны на рис. 8.14. Проверка показывает, что числа витков рабочей и уравнительных обмоток выбраны правильно:

$$\begin{aligned} I_{\text{ном} BH} \omega_p &= 2,8817 = 49 \text{ A} \approx I_{\text{ном} CH} \omega_{\text{ур} I} = \\ &= 3,2415 = 48,6 \text{ A} \approx I_{\text{ном} HH} \omega_{\text{ур} II} = 4,3911 = 48,2 \text{ A} \end{aligned}$$

где значения вторичных номинальных токов плеч дифференциальной защиты берутся из табл. 8.7. Число витков тормозной обмотки выбирают большим из двух значений, вычисленных по формуле 8.14) для внешних КЗ в точках K_2 и K_3 (рис. 8.12): $\omega_m = 7 \text{ вит.}$ Остальные расчеты выполняются так же, как в предыдущих примерах.

2.9. Практическое занятие № 9

Задача № 9. Расчет устройств автоматического повторного включения

Цель расчета: уяснить основные положения и произвести расчет устройств автоматического повторного включения.

Основные теоретические положения

Устройства противоаварийной автоматики включают в себя: устройства автоматического повторного включения и устройства автоматического включения резерва.

В соответствии с «Правилами» [1] устройствами автоматического повторного включения (АПВ) должны оборудоваться воздушные и смешанные (кабельно-воздушные) линии, сборные шины, понижающие трансформаторы и др. Рассмотрим основные условия выбора уставок трехфазных АПВ линий и трансформаторов распределительных сетей.

Уясним расчет параметров АПВ линий с односторонним питанием.

Время срабатывания однократного АПВ определяют по следующим условиям:

$$t_{1авв} \geq t_{2н} + t_{зан}, \quad (9.1)$$

где $t_{2н}$ – время готовности привода, которое в зависимости от типа привода находится в пределах от 0,1 до 0,2 с;

$$t_{1авв} \geq t_{2в} - t_{6в} + t_{зан}, \quad (9.2)$$

где $t_{2в}$ – время готовности выключателя, которое в зависимости от типа выключателя обычно находится в пределах от 0,2 до 2 с, но для некоторых типов может быть больше; $t_{6в}$ – время включения выключателя;

$$t_{1авв} \geq t_{\delta} + t_{зан}, \quad (9.3)$$

где t_{δ} – время деионизации среды в месте возникновения КЗ, значение которого зависит от метеорологических условий, значения и длительности протекания тока КЗ, от рабочего напряжения. Ориентировочные средние значения [2] этого параметра: для сетей напряжением до 35 кВ включительно $t_{\delta} = 0,1$ с, для сетей 110 кВ $t_{\delta} = 0,17$ с, для сетей 150 кВ $t_{\delta} = 0,25$ с, для сетей 220 кВ $t_{\delta} = 0,32$ с.

Время запаса $t_{зан}$ для этих выражений принимают равным примерно 0,5 с.

Данные для расчета по указанным условиям имеются в технических паспортах приводов и выключателей. Однако, как правило, этих данных не требуется, поскольку для одиночных воз-

душных линий 6...10 кВ с односторонним питанием практически принимают время срабатывания $t_{1анв}$ в пределах 3...5 с, которое значительно больше, чем может получиться по условиям (9.1...9.3). При такой выдержке времени до момента АПВ линии наиболее вероятно самоустранение причин, вызвавших неустойчивое КЗ (падение деревьев, набросы веток и других предметов, приближение к проводам передвижных механизмов), а также успевают произойти деионизация среды в месте КЗ. «Правила» [1] допускают увеличение выдержки времени устройств АПВ однократного действия именно с целью повышения эффективности действия этих устройств. Устаревшие типы устройств АПВ, не имеющие выдержки времени ($t_{1анв} \approx 0,2...0,3$ с), характеризуются весьма низким процентом успешных действий.

Если для потребителей столь длительный перерыв электропитания является недопустимым, то время $t_{1анв}$ следует выбрать по условиям (9.1...9.3), а для повышения процента успешных действий выполнить двукратное АПВ линии.

Время автоматического возврата устройств АПВ, выполненных с помощью специальных реле серии РПВ, можно не рассчитывать, так как оно определяется продолжительностью заряда конденсатора (15...25 с), которая надежно обеспечивает однократность действия АПВ.

Для обеспечения однократности действия АПВ выключателя, оборудованного пружинным или грузовым приводом, минимальное время натяжения пружин или подъема груза (время возврата АПВ $t_в$) должно быть выбрано большим максимального времени действия защиты после включения на устойчивое КЗ:

$$t_в \geq t_{сз \max} + t_{зан}, \quad (9.4)$$

а при наличии в схеме АПВ реле времени с уставкой $t_{1анв}$

$$t_в \geq t_{сз \max} + t_{1анв} + t_{зан},$$

где $t_{зан} = 2...3$ с.

Минимальное время натяжения пружин стандартных приводов составляет 6 с, максимальное – 15 с, что вполне обеспечивает однократность действия АПВ.

Время срабатывания второго цикла двукратного АПВ составляет [1]

$$t_{2анв} \geq 10 \div 15 \text{ с.} \quad (9.5)$$

Это объясняется необходимостью подготовки выключателя к возможному третьему отключению КЗ при устойчивом повреждении линии. Наряду с этим увеличение $t_{2анв}$ повышает вероятность успешного действия АПВ во втором цикле. Для выключателей с пружинными приводами $t_{2анв}$ не должно быть меньше времени возврата привода в состояние готовности к АПВ, т. е. времени натяжения пружин. Рекомендуемое значение $t_{2анв}$ – не менее 15...20 с; в некоторых энергосистемах выполняют второй цикл АПВ с $t_{2анв} = 20...30$ с.

Устройствами АПВ оборудуются все одиночные трансформаторы мощностью более 1 МВА [1]. Время срабатывания АПВ трансформаторов, которое, по сути дела, является АПВ шин низшего напряжения, определяют по условиям (9.1...9.3). Для тех подстанций, где в качестве источника оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы, необходимо дополнительно проверить, что перед АПВ конденсаторы успели зарядиться:

$$t_{анв} \geq t_{зар} + t_{зан}, \quad (9.6)$$

где $t_{зар}$ – время, необходимое для заряда конденсаторов, разрядившихся в процессе действия защиты и отключения выключателя трансформатора; $t_{зан} \geq 2$ с.

Время заряда $t_{зар}$ зависит от суммарной емкости всех конденсаторов, которые должны зарядиться перед действием АПВ, а также от типа конденсаторов и зарядного устройства. Это время должно определяться при наладке при пониженном напряжении на входе зарядного устройства. Ориентировочно для схем с УЗ-400 и УЗ-401 (при введенном ограничивающем сопротивлении) время $t_{зар}$ составляет 2 с при $C = 40$ мкФ; 4 с – при $C = 80$ мкФ; 10 с – при $C = 200$ мкФ (по данным Мосэнерго). При необходимости это время можно уменьшить путем некоторого изменения схемы. Для схем защиты на переменном оперативном токе с новыми блоками питания и заряда типа БПЗ-

401 и БПЗ-402 условие (9.6) можно не учитывать, поскольку эти блоки обеспечивают быстрый заряд конденсаторов ($t_{зар} \approx 0,1$ с).

Если в прилегающей сети низшего напряжения имеются синхронные генераторы, компенсаторы или двигатели, АПВ трансформатора должно иметь орган, контролирующий исчезновение напряжения на шинах.

2.10. Практическое занятие № 10

Задача № 10. Расчет устройств автоматического включения резерва

Цель расчета: уяснить основные теоретические положения и произвести расчет устройств автоматического включения резерва.

Основные теоретические положения

Устройства автоматического включения резерва (АВР) применяют в распределительных сетях и на подстанциях, имеющих два или более источников питания, но работающих по схеме одностороннего питания. Использование режима одностороннего питания может существенно снизить значения токов КЗ, что позволит применить более дешевую аппаратуру, а также в ряде случаев может упростить релейную защиту, обеспечить лучшие условия регулирования напряжения и т. д. В распределительных сетях применяются две группы АВР: местные и сетевые.

Местным АВР называют устройство, все элементы которого установлены на одной подстанции и действия которого не выйдут за пределы этой подстанции. Характерной особенностью построения схемы местного АВР является подача команды на включение выключателя резервного источника питания только с помощью специальных вспомогательных контактов (блок-контактов) выключателя рабочего питания, которые замыкаются при его отключении.

Например, секционный выключатель подстанции В (рис. 10.1) включается схемой АВР только после отключения рабочего выключателя трансформатора $Tr1$ или $Tr2$, а выключатель линии ЛЗ на подстанции Д – только после отключения вы-

ключателя $Л4$ на этой же подстанции. Этим исключается возможность подачи напряжения при АВР на КЗ в сети рабочего источника питания.

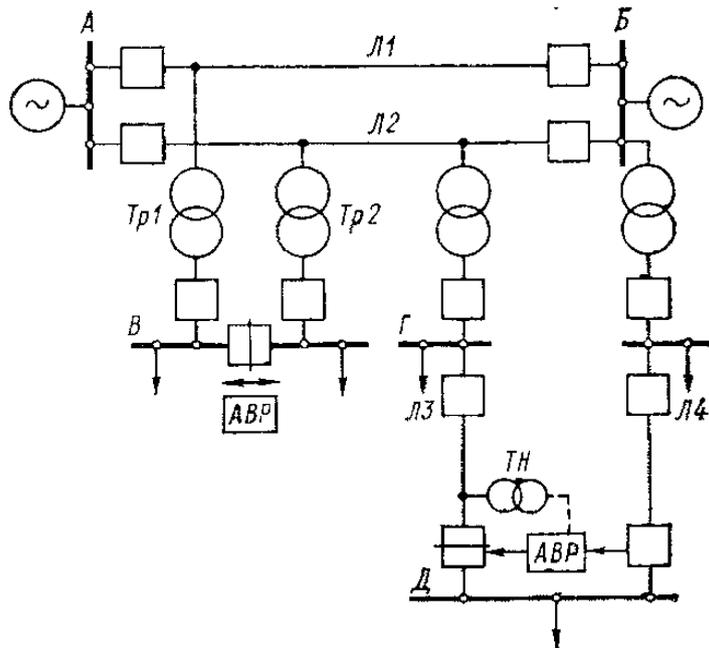


Рис. 10.1. Схема распределительной сети с устройствами местных АВР на подстанциях В (двустороннего питания) и Д (одностороннего питания)

Сетевая АВР представляет собой комплекс устройств, в который входят само устройство АВР, а также устройства: делительной автоматики (действующие до или после АВР) и устройства для автоматического изменения уставок релейной защиты. Эти устройства расположены в разных точках распределительной сети и, как правило, не связаны между собой проводными или высокочастотными каналами. Их действия объединены единством задачи и строго согласованы между собой путем правильного выбора принципов действия и параметров срабатывания (уставок). В отличие от местного АВР команда на включение нормально отключенного выключателя, оборудованного сетевым АВР, подается самим устройством АВР, а предварительное отключение выключателей рабочего питания в заданных точках сети производится другими устройствами, главным образом делительной автоматикой.

Поскольку выполнение схем и расчет уставок местных и сетевых АВР имеют существенные различия, эти устройства рассматриваются отдельно.

Основные условия выполнения и расчета местных АВР

Схемы и уставки местных АВР должны отвечать следующим основным требованиям.

1. Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах подстанции по любой из двух причин:

а) При аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателя рабочего питания, находящегося на данной подстанции (например, выключателя линии *Л4* на подстанции *Д* – рис. 10.1).

В этом случае немедленно должен автоматически включаться резервный источник питания (линия *Л3* на той же подстанции); продолжительность перерыва питания в этих случаях определяется в основном собственным временем включения резервного выключателя, которое составляет 0,4...0,8 с. Такой «быстрый» АВР широко применяется и на электростанциях в системе собственных нужд и на подстанциях, за исключением подстанций с такими электродвигателями, для которых включение в противофазу является опасным.

б) При исчезновении напряжения на шинах или на линии, откуда питается рабочий источник.

Для выполнения этого требования в схеме АВР должен предусматриваться специальный пусковой орган, состоящий из реле, реагирующих на снижение напряжения рабочего источника питания, и реле, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике питания.

На подстанциях с крупными синхронными двигателями для ускорения действия АВР пусковой орган напряжения может дополняться реле понижения частоты или реле разности частот, запускающим АВР при снижении частоты на рабочем источнике, но при сохранении нормальной частоты на резервном, или устройством, реагирующим на скорость снижения частоты [3].

Контроль наличия напряжения на резервном источнике особенно важен для подстанций, у которых могут одновременно отключаться оба источника питания (подстанция В, рис. 10.1). В таких случаях пусковые органы АВР будут ждать появления напряжения на одном из источников питания без ограничения времени. Контроль частоты резервного источника питания предотвращает излишние срабатывания АВР при авариях, связанных со снижением частоты и работой устройств АЧР.

Напряжение срабатывания (замыкания) размыкающих контактов реле, реагирующих на снижение напряжения (минимальных реле), следовало бы выбирать таким образом, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения. Однако по условиям термической стойкости стандартных реле их напряжение срабатывания не должно быть ниже 15 В (реле РН-53/60Д [3]). Наряду с этим выбор очень низкого напряжения срабатывания вызовет замедление действия АВР, поскольку двигатели нагрузки, вращаясь по инерции после отключения питания, могут при определенных условиях поддерживать на шинах достаточно медленно снижающееся напряжение. Поэтому рекомендуется принимать напряжение срабатывания минимальных реле напряжения

$$U_{ср} = (0,25...0,4) \cdot U_{ном}. \quad (10.1)$$

При выполнении пускового органа с помощью реле времени переменного напряжения типа ЭВ-215...ЭВ-245 следует отбирать реле, имеющие напряжение срабатывания (отпадания якоря) в заданных пределах. У трехфазных реле времени типа ЭВ-215к...ЭВ-245к значение этого напряжения не превышает $0,35U_{ном}$.

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, определяют из условия отстройки от минимального рабочего напряжения:

$$U_{ср} = U_{раб\ min} / (k_n k_g n_n), \quad (10.2)$$

где $U_{раб\ min}$ – минимальное рабочее напряжение; k_n – коэффициент надежности, принимаемый в пределах 1,1 ... 1,2; k_g – коэф-

коэффициент возврата реле, который для реле серии РН-50 равен 1,2...1,25 [3]. Таким образом, из выражения (10.2) получаем:

$$U_{с.р} = (0,65 \div 0,65)U_{ном}. \quad (10.2, а)$$

Частота срабатывания частотного пускового органа АВР принимается в пределах 46...48 Гц. При установке старых реле понижения частоты типа ИВЧ требуется дополнительное замедление действия пускового органа на 0,3...0,5 с во избежание излишнего действия АВР из-за возможного срабатывания реле при снятии с него напряжения. При установке реле типа РЧ-1 такое замедление частотного пускового органа не выполняется.

2. Пуск схемы местного АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при КЗ в питающей сети или на отходящих элементах, а также для создания при необходимости определенной последовательности действий устройств противоаварийной автоматики в рассматриваемом узле. Время срабатывания реле времени пускового органа напряжения местного АВР ($t_{ср авр}$) должно выбираться по следующим двум условиям:

а) по условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых КЗ могут вызывать снижения напряжения ниже принятого по формуле (10.1):

$$t_{ср авр} \geq t_1 + \Delta t, \quad t_{ср авр} \geq t_2 + \Delta t, \quad (10.3)$$

где t_1 – наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции (например, защиты линий ЛЗ или Л4 при выборе уставок АВР2 в схеме на рис. 10.2); t_2 – то же для присоединений шин, где установлен АВР (для АВР2 – линий Л5, Л6 или трансформаторов, рис.10.2); Δt – ступень селективности, принимаемая равной 0,6 с при использовании реле времени АВР типа ЭВ со шкалой до 9 с и равной 1,5...2 с – со шкалой 20 с.

б) по условию согласования действий АВР с другими устройствами противоаварийной автоматики узла (АПВ, АВР, делительной автоматикой). Например, для устройства АВР1 (рис. 10.2), с целью ожидания срабатывания двух циклов АПВ Л1 (Л2)

$$t_{cp\ авр\ 1} \geq (t_{cз} + t_{1анв} + t'_{cз} + t_{2анв})_{Л1(Л2)} + t_{зан}, \quad (10.4)$$

где $t_{cз}$ – время действия той ступени защиты линии Л1 (Л2), которая надежно защищает всю линию; $t'_{cз}$ – время действия защиты Л1 (Л2), ускоряемой после АПВ; $t_{1анв}$, $t_{2анв}$ – уставки по времени первого и второго циклов двукратного АПВ линии Л1 (Л2); $t_{зан} \approx 2,5 \dots 3,5$ с в зависимости от типов выключателей, реле времени в схемах защит, АПВ, АВР.

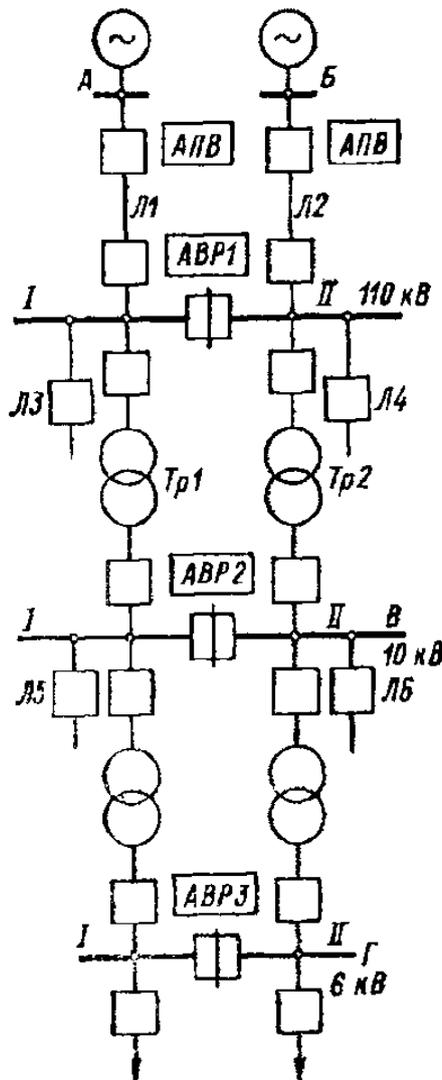


Рис. 10.2. Схема нормально разомкнутой распределительной сети с несколькими устройствами местных АВР двустороннего действия и АПВ линий

Для устройства АВР2 (рис. 10.2) с целью ожидания срабатывания АВР1, расположенного ближе к источникам питания,

$$t_{cp\ авр2} \geq t_{cp\ авр1} + t_{зан}, \quad (10.5)$$

где $t_{зан} \approx 2,5...3,5$ с в зависимости от типов выключателей и реле времени в схемах АВР1 и АВР2.

Другим примером является применение так называемого поочередного АВР в целях снижения токов самозапуска и, следовательно, уменьшения токов срабатывания защит резервных элементов.

В схеме (рис. 10.3) резервным элементом может быть любая из магистральных линий при аварийном отключении одной из них. Интервалы времени между срабатываниями предыдущего и последующего АВР на подключенных к магистралям подстанциях выбирают с учетом продолжительности самозапуска их нагрузки, а очередность действий АВР – с учетом технологии производства.

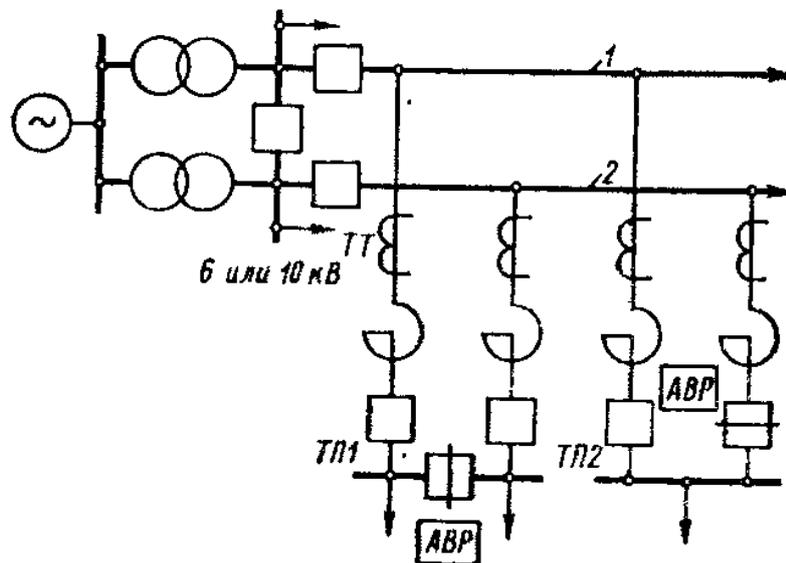


Рис.10.3. Схема электроснабжения промышленного предприятия с применением токопроводов

Поскольку условия (10.3) и (10.4) в ряде случаев могут приводить к значительной задержке восстановления электроснабжения, особенно при ожидании срабатывания второго цикла двукратного АПВ на питающей линии (до 20 с), в целях ускорения

действия местных АВР можно не ждать успешного срабатывания второго, а иногда и первого циклов АПВ питающей (рабочей) линии. При этом выбирают $t_{cp\ авр}$ только по условиям (10.3) и (10.4).

Однако это допустимо только тогда, когда схемы устройств АВР обеспечивают автоматическое восстановление первичной схемы доаварийного режима, как требуется по «Правилам» [1]. Переход от одной первичной схемы к другой может производиться с кратковременным замыканием сети между рабочим и резервным источниками питания (*A* и *B*, рис. 10.2), т. е. без погашения потребителей, или, если такое замыкание недопустимо, то с кратковременным погашением – от момента отключения резервного питания (например, секционного выключателя, рис. 10.2) до включения выключателя рабочего питания. Недопустимость даже кратковременного замыкания сети между рабочими резервными источниками может быть вызвана их несинфазностью (например, при разных группах соединения обмоток рабочего и резервного питающих трансформаторов), отсутствием синхронизма (например, из-за принадлежности к разным, не связанным или слабо связанным между собой энергосистемам) и т. п.

Включение рабочего выключателя после восстановления напряжения на рабочем источнике в типовой схеме АВР производится с выдержкой времени, равной 14...15 с (для того чтобы убедиться в полной исправности рабочего источника). Еще через 4...5 с отключается резервный выключатель. Таким образом, примерно через 20 с восстанавливается нормальная схема подстанции.

3. Действие АВР должно быть однократным. Однократность обеспечивается: в схемах АВР на переменном оперативном токе использованием энергии предварительно поднятого груза или натянутых пружин в приводах выключателей (энергии предварительно заряженных конденсаторов), а в схеме АВР на постоянном оперативном токе – применением специального промежуточного реле однократности включения, имеющего небольшое замедление на возврат после снятия напряжения с его катушки. Выдерж-

ка времени при возврате этого реле должна несколько превышать время включения выключателя резервного питания:

$$t_{\text{в}} = t_{\text{вв}} + t_{\text{зан}}, \quad (10.6)$$

где $t_{\text{вв}}$ – время включения выключателя резервного источника питания; $t_{\text{зан}}$ – время запыа, принимаемое равным 0,3...0,5 с.

Однако при необходимости ожидания предварительного срабатывания делительной защиты (автоматики) генераторов, синхронных компенсаторов или двигателей замедление по условию (10.6) может оказаться недостаточным и такая схема АВР выведется из действия раньше, чем сработает делительная защита. Для предотвращения отказа АВР по этой причине следует применять схему АВР с ожиданием (без ограничения времени) снижения напряжения ниже принятого по формуле (10.1), например схему АВР с реле РПВ-58 или аналогичным статическим реле РПВ-01, или другие специальные схемы [3].

4. Для ускорения отключения выключателя резервного источника питания при включении на не устранившиеся КЗ должно предусматриваться автоматическое кратковременное ускорение защиты. Это ускорение не допускается производить до 0 с (путем полного исключения выдержки времени) на резервных источниках питания собственных нужд электростанций, поскольку при этом возможны неправильные действия защиты резервного источника из-за кратковременных бросков пусковых токов или токов при АВР не затормозившихся двигателей. Такие же требования предъявляются к ускорению защит и на подстанциях, в нагрузке которых преобладают электродвигатели и понижающие трансформаторы (для последних характерны броски намагничивающего тока). Поэтому выдержка времени ускоряемых защит не должна быть менее 0,5 с. Защиты, имеющие время срабатывания не более 1,2 с, допускается не ускорять при действии АВР. В современных типовых схемах предусматривается возможность выполнения выдержки времени в цепи ускорения защит. Выдержка времени 0,5 с позволяет не отстраивать максимальную защиту (по току) от бросков пусковых токов (а только от установленного значения $I_{\text{сзн}}$), токов включения не затормозившихся

двигателей, бросков намагничивающих токов трансформаторов, на которые подается напряжение в результате действия АВР.

Пример 10.1. Выбрать уставки реле времени пусковых органов напряжения устройств АВР1, АВР2 и АВР3 (рис. 10.2). Уставки релейной защиты линий Л1...Л6 заданы. Время срабатывания первого цикла АПВ линий Л1 и Л2 равно 2 с, а для второго цикла – 10 с.

Решение

1. Выбираем уставку реле времени пускового органа устройства АВР1 (на секционном выключателе 110 кВ).

По условию (10.5) обеспечения срабатывания устройства АВР1 только после неуспешного действия АПВ первого цикла линии Л1 (Л2):

$$t_{cp\ авр\ 1} \geq (t_{cз} + t_{1авв} + t'_{cз} + t_{2авв})_{Л1(Л2)} + t_{зан} = 1,5 + 2 + 3 = 6,5 \text{ с.}$$

То же, но после неуспешного действия АПВ второго цикла линии Л1(Л2):

$$t_{cp\ авр\ 1} \geq (t_{cз} + t_{1авв} + t'_{cз} + t_{2авв})_{Л1(Л2)} + t_{зан} = 1,5 + 2 + 3 = 6,5 \text{ с.}$$

В целях ускорения действия АВР1 не следует считаться с возможностью успешного действия АПВ второго цикла, тем более, что вероятность его невелика, а уменьшение времени срабатывания пускового органа АВР1 позволит выбрать меньшие уставки по времени для пусковых органов АВР2 и АВР3.

По условию (10.3):

$$t_{cp\ авр\ 1} = t_1 + \Delta t = 1,5 + 0,6 = 2,1 \text{ с,}$$

где t_1 – наибольшая выдержка времени защит линий 110 кВ, отходящих от шин подстанций А и Б, принимается равной $t_{cз}$ линий Л1 (Л2).

По условию (10.4):

$$t_{cp\ авр\ 1} = t_2 + \Delta t = t_{cз\ Л3(Л4)} + \Delta t = 1 + 0,6 = 1,6 \text{ с.}$$

При этом имеется в виду, что трансформаторы Тр1 и Тр2 оборудованы быстродействующими защитами (газовой и дифференциальной), а КЗ за этими трансформаторами не вызывает снижения напряжения на шинах 110 кВ ниже уставки пускового органа, выбранной по формуле (10.2).

Принимаем время срабатывания реле времени пускового органа АВР1 $t_{cp} = 6,5$ с.

2. Выбираем уставку реле времени пускового органа устройства АВР2 (на секционном выключателе 10 кВ подстанции В).

По условию (10.3) обеспечения срабатывания устройства АВР2 только после неуспешного действия АВР1:

$$t_{cp\ авр\ 2} \geq t_{cp\ авр\ 1} + t_{зан} = 6,5 + 2,5 = 9 \text{ с.}$$

Очевидно, что условия (10.3) и (10.4) при выбранном $t_{cp} = 9$ с также выполняются.

3. Выбираем уставку реле времени пускового органа устройства АВР3 (на секционном выключателе 6 кВ подстанции Г). По определяющему условию (10.6):

$$t_{cp\ авр\ 3} \geq t_{cp\ авр\ 2} + t_{зан} = 9 + 2,5 = 11,5 \text{ с.}$$

Обеспечение строгой последовательности (селективности) действий устройств АПВ и АВР в сложной сети по условию (10.6), как видно из примера, приводит к необходимости существенного замедления действий АВР, особенно на шинах низших напряжений, до 10...20 с.

Для ускорения восстановления напряжения и облегчения самозапуска электродвигателей можно нарушить принятую в примере последовательность действий АПВ и АВР. В этих случаях время срабатывания пускового органа минимального напряжения устройств АВР выбирают только по условиям (10.4) и (10.5). Возврат к нормальной первичной схеме после восстановления напряжения от рабочего источника питания может производиться автоматически или оперативным персоналом.

Список литературы

1. Булычев, А. В. Релейная защита в распределительных сетях [Электронный ресурс]: пособие для практических расчетов / А. В. Булычев, А. А. Наволочный. – М.: ЭНАС, 2011. – 206 с. – Режим доступа: <http://www.biblioclub.ru/book/58493> (15.06.2016).

2. Плащанский, Л. А. Основы электроснабжения. Раздел «Релейная защита электроустановок» [Электронный ресурс]:

учеб. пособие / Л. А. Плащанский. – М.: Московский государственный горный университет, 2008. – 143 с. – Режим доступа: <http://www.biblioclub.ru/book/99348> (15.06.2016).

3. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: НТЦ ПБ, 2012. – 584 с.

4. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев. – М.: Высш. шк., 2007.

5. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

6. Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения: в примерах и задачах / В. А. Андреев. – М.: Высш. шк., 2008. – 252 с.

7. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю. Г. Барыбина, Е. Л. Федорова, М. Г. Зименкова, А. Г. Смирнова. – М., 1991.

8. Шабад, М. А. Защита трансформаторов распределительных сетей / М. А. Шабад. – Л.: Энергоиздат, 1981. – 136 с.

9. Соловьев, М. А. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ: учеб. пособие / А. Л. Соловьев, М. А. Шабад. – СПб.: Политехника, 2007. – 175 с.