

194.42.58

Л.Л.БОГАТЫРЕВ

Л.Ф.БОГДАНОВА

А.В.ПАЗДЕРИН

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Екатеринбург
2006

Леонард Леонардович Богатырев
Лариса Федоровна Богданова
Андрей Владимирович Паздерин

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Редактор издательства И.Г. Южакова
Компьютерная верстка Е.В. Осипова

ЛР 020315 от 23.12.99

Подписано в печать
Бумага писчая
Уч.-изд. л. 6,1

Печать офсетная
Тираж 500

Формат 60×84 1/16
Усл. п.ч. 4,88
Заказ 73 Цена «С»

ГОУ ВПО УГТУ-УПИ
620002, Екатеринбург, Мира, 19
ЗАО «Наука-Сервис». 620002, Екатеринбург, Мира, 19

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Чернобровов Н.В., Семенов В.Л. Релейная защита энергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1998.
2. Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Изд-во МЭИ, 2002.
3. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1992.
4. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.: Высшая школа, 1991.
5. Богданова Л.Ф., Богатырев Л.Л. Релейная защита электроэнергетических систем. Екатеринбург: УГТУ, 1996.
6. Кужегов С.Л., Синельников В.Я. Защита шин электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1983.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Назначение релейной защиты и основные требования, предъявляемые к ней.....	3
2. Измерительные трансформаторы тока и напряжения.....	6
3. Максимальные токовые защиты.....	10
4. Направленные МТЗ.....	15
5. Токковые отсечки.....	19
6. Защиты от замыканий на землю.....	23
7. Защиты на переменном оперативном токе.....	31
8. Дифференциальные защиты.....	35
9. Дистанционные защиты.....	42
10. Блокировки от ложных срабатываний релейной защиты при качениях.....	50
11. Высокочастотные защиты линий.....	54
12. Устройства релейной защиты ЛЭП.....	59
13. Защиты синхронных генераторов и двигателей.....	61
14. Основные защиты силовых трансформаторов.....	70
15. Основные защиты блоков «генератор–трансформатор».....	77
16. Защита шин станций и подстанций. УРОВ.....	80
17. Реле защиты, выполненные на интегральных микросхемах.....	87
18. Расчет релейной защиты понижающих трансформаторов.....	97
Библиографический список.....	112

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие по дисциплине
«Релейная защита электроэнергетических систем»
для студентов заочной и очной форм обучения
специальности 140205 – Электроэнергетические системы и сети

Научный редактор – канд. техн. наук, доц. В.П. Федотов

Екатеринбург
2006

Авторы: Л.Л. Богатырев, Л.Ф. Богданова, А.В. Паздерин

Р 24 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: Учебное пособие / Богатырев Л.Л., Богданова Л.Ф., Паздерин А.В. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006. 112 с.

ISBN 5-230-06564-8

Рассматриваются принципы действия всех видов релейной защиты, применяемых в энергосистемах. Приводятся порядок расчета уставок защит, а также принципиальные упрощенные схемы всех типов изучаемых защит. Часть разделов посвящена особенностям выполнения релейной защиты генераторов, трансформаторов, блоков, линий, двигателей, системы сборных шин. Методическое пособие предназначено для изучающих дисциплину «Релейная защита электроэнергетических систем» студентов дневной формы обучения специальности 140205 - «Электроснабжение сетей», и студентов дневной формы обучения специальности 140205 - «Электроснабжение систем и сети».

Библиогр.: 6 назв.

Рис. 132

Табл. 5.

ISBN 5-230-06564-8

$$U_{сз КУ2} = 0,06 \cdot 11 = 0,66 \text{ кВ}; \quad U_{ср КУ2} = \frac{0,66}{10000/100} = 6,6 \text{ В}.$$

Время действия МТЗ выбирается в соответствии с (27).

Проверка коэффициентов чувствительности

Токовые k_q проверяются по токам внешнего к.з., в качестве которых для данного примера могут быть приняты к.з. на шинах 110, 38,5 и 11 кВ.

Токи $I_{кз}^{(3)}$ взяты из п. 2; к.з. на 11 кВ $I_{кз}^{(2)} = 609,1 \text{ А}; k_q = I_{кз}^{(2)} / I_{сз}$.

Для МТЗ, установленной на НН k_q проверим по $I_{кз}^{(2)}$ на НН:

$$k_q = \frac{609,1 \cdot 115 / 11}{1186,9} = 5,4 > 1,2.$$

МТЗ, установленная на ВН проверяется по $I_{кз}^{(2)}$ на НН:

$$k_q = \frac{609,1}{113,5} = 5,4 > 1,2.$$

Следовательно, все МТЗ удовлетворяют требованиям, предъявляемым к чувствительности защиты и могут применяться в качестве резервных защит трансформатора.

Коэффициент k_q по напряжению проверяется по величине остаточного напряжения на шинах 11 кВ при внешнем трехфазном к.з. Поскольку данный режим не рассчитан ранее в данной работе, можно k_q по напряжению не проверять.

18.6. Максимальная токовая защита от перегрузки

Защита стоит только на питающей стороне для двухобмоточных трансформаторов и на трансформаторах с расщепленной обмоткой на НН.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$I_{сз} = \frac{k_{н}}{k_{в}} I_{ном}, \quad (28)$$

где $k_{н} = 1,05$; $k_{в} = 0,8 + 0,85$.

Время срабатывания принимается больше времени действия всех защит трансформатора.

Пример расчета МТЗ от перегрузки

Исходные данные для расчета приведены ранее. Защита установлена на стороне ВН:

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 80,4 = 99,3 \text{ А}; \quad I_{ср} = \frac{99,3}{200/5} = 2,48 \text{ А}.$$

Время действия защиты выбирается в соответствии с рекомендациями п. 2 параграфа 18.2.

$$U_{сз} = \frac{U_{раб. min}}{k_H \cdot k_B}; \quad k_H = 1,1 \div 1,2; \quad k_B = 1,15; \quad (24)$$

$$U_{раб. min} = (0,9 + 0,95) U_{ном}. \quad (25)$$

Если пуск реле по напряжению выполнен с помощью реле минимального напряжения и реле обратной последовательности, то

$$U_{сз KU2} = 0,06 U_{ном}. \quad (26)$$

Ведержка времени МТЗ согласуется с временем действия защит отходящих присоединений соответствующей стороны. Так, МТЗ на НН согласуется с МТЗ присоединений низкой стороны защищаемого трансформатора

$$t = t_{прис} + \Delta t; \quad \Delta t = (0,4 \div 0,6) с \quad (27)$$

Расчет МТЗ с пуском напряжения для трансформаторов

Приведен пример расчета МТЗ с пуском напряжения понижающего трансформатора 115/11 кВ мощностью 16 МВА. Место установки МТЗ показано на рис. 132.

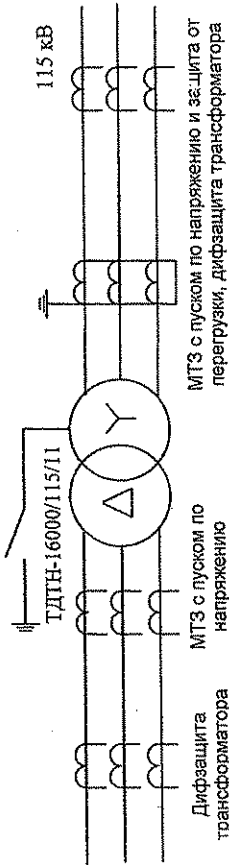


Рис. 132. Распределение релейной защиты по трансформаторам тока

Расчет ведется в следующем порядке. Определяются токи срабатывания защиты на всех сторонах. Для этого предварительно определяются номинальные токи всех сторон:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном}}; \quad I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном},$$

$$I_{ном_B} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,4 \text{ А}; \quad I_{сз_B} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 80,4 = 113,5 \text{ А};$$

$$I_{ном_H} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 840,7 \text{ А}; \quad I_{сз_H} = \frac{1,2}{0,85} \cdot 840,7 = 1186,9 \text{ А}.$$

где $k_{отс} = 1,2$; $k_B = 0,85$.

Определяются токи срабатывания для всех защит $I_{ср} = \frac{k_{сз}}{n_T} \cdot I_{сз}$:

$$I_{ср_B} = \frac{\sqrt{3}}{200/5} \cdot 113,5 = 4,91 \text{ А}; \quad I_{ср_H} = \frac{1}{2000/5} \cdot 1186,9 = 2,97 \text{ А}.$$

Определяем $U_{сз}$ и $U_{ср}$:

$$U_{сз} = \frac{0,9 \cdot 11}{1,2 \cdot 1,15} = 7,2 \text{ кВ}; \quad U_{ср} = \frac{7,2}{10000/100} = 72 \text{ В};$$

1. НАЗНАЧЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НЕЙ

Нормальная работа электроустановок и потребителей электроэнергии нарушается при возникновении повреждений и ненормальных режимов, которые сопровождаются возрастанием тока, снижением или повышением напряжения и частоты. В этом случае возможны повреждения оборудования и нарушения синхронизма в электроэнергетической системе (ЭЭС). В связи с этим возникает необходимость в создании и применении различных автоматических устройств, защищающих ЭЭС и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов. Большинство повреждений в ЭЭС приводит к возникновению различного вида коротких замыканий (к.з.) - наиболее опасных и тяжелых видов повреждений, которые сопровождаются значительным возрастанием тока, снижением напряжения и сопротивлением. Ток короткого замыкания ($I_{кз}$), протекая по элементам ЭЭС, может вызвать разрушения, размеры которых тем больше, чем больше величина $I_{кз}$ и время его протекания. Последнее следует из электродинамического и термического действия $I_{кз}$.

Снижение напряжения при к.з. нарушает работу потребителей и может вызвать остановку асинхронных двигателей, что приводит к расстройству технологического процесса на предприятиях. Снижение напряжения может вызвать нарушение устойчивости в ЭЭС и привести к дальнейшему тяжелому развитию аварии.

Релейная защита (РЗ) представляет собой автоматическое устройство, предназначенное для защиты ЭЭС и ее элементов от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов. РЗ производит автоматическую ликвидацию аварии (при возникновении ненормальных режимов) или ее локализацию (отключение поврежденного элемента).

Устройства РЗ и автоматики состоят из отдельных функциональных элементов, связанных между собой общей схемой (рис. 1) и предназначенных для решения стоящих перед ними задач.

Входной (воздействующей) величиной для РЗ является электрический параметр, определяемый типом РЗ. Так, например, для максимальных токовых защит, в качестве воздействующей (входной) величины принимается ток (I), проходящий через защищаемый элемент ЭЭС. Если величина I превысит установленное значение ($I_{уст}$), то происходит срабатывание пускового органа РЗ и сигнал (Z_1) поступает на логическую часть защиты (реле времени КТ). При срабатывании логической части вырабатывается сигнал Z_2 , поступающий на исполнительную часть защиты, выполняющую функцию исполнительного органа, - промежуточное реле КЛ (см. рис. 1).

Для сложных защит в качестве входных параметров могут использоваться несколько воздействующих величин. Так, например, для максимальных токовых защит с блокировкой по минимальному напряжению пусковой орган РЗ выполняется по схеме, приведенной на рис. 2.

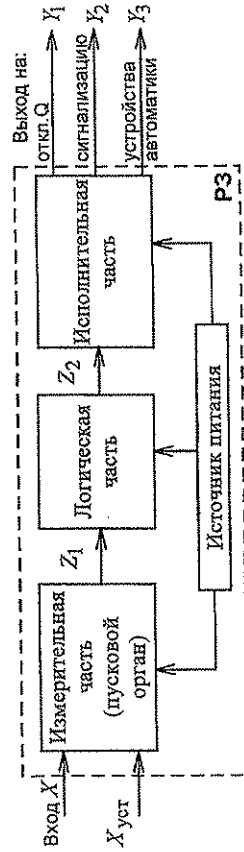


Рис. 1. Структурная схема релейной защиты

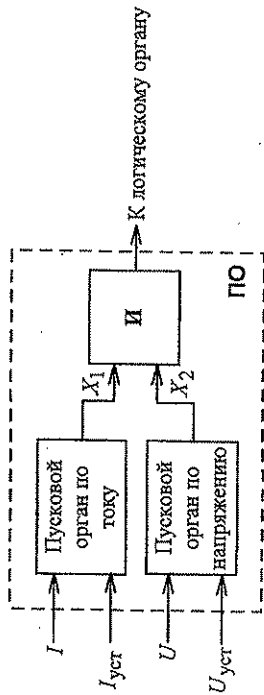


Рис. 2. Пусковой орган для МТЗ с пуском по минимальному напряжению

Сигнал Z_1 на выходе пускового органа ПО появится, если одновременно будут сигналы на выходе пускового органа по току (X_1) и пускового органа по напряжению (X_2).

В ЭЭС действие РЗ тесно связано с устройствами автоматики, предназначенными для быстрого автоматического восстановления нормального режима и питания потребителей. Например, устройство АПВ силового трансформатора запускается при срабатывании его максимальной токовой защиты и блокируется при срабатывании основных защит трансформатора (дифференциальной и газовой).

РЗ должна удовлетворять следующим требованиям:

1. **Селективность (избирательность)** - основное требование к РЗ. Заключается в способности РЗ отключать при к.з. только поврежденный элемент, хотя ток к.з. протекает и по другим неповрежденным элементам ЭЭС. Для различных типов защит селективность обеспечивается различными способами. При селективной работе РЗ не происходит излишних отключений оборудования и потребителей, тем самым минимизируется ущерб от аварийной ситуации.
2. **Быстродействие** - способность работать с минимально допустимой выдержкой времени. Без выдержки времени могут работать только защиты, обладающие абсолютной селективностью (дифференциальные, высокочастотные, первые ступени токовых защит - токовые отсечки). Для сетей с уровнем номинального напряжения 110-220 кВ предельное время отключения коротких замыканий составляет 0,3-0,5 с, а для сетей 330-500 кВ - 0,15 с. Такие жесткие ограничения по скорости отключения коротких замыканий в сетях высокого напряжения определяются в первую очередь условиями обеспечения динамической устойчивости в энергосистеме. На низких напряжениях (6-35 кВ) время отключения к.з. может достигать нескольких секунд. Быстродействие РЗ находится в противоречии с их селективностью.

3. **Чувствительность** - способность РЗ реагировать на те отклонения от нормального режима, которые возникают в результате повреждения. Для схемы ЭЭС (рис. 3) установлены токовые защиты РЗ1 и РЗ2, которые отличаются нормальный режим от режима к.з. по возрас-

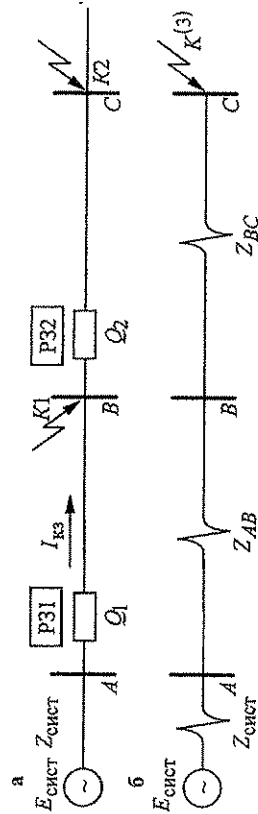


Рис. 3. Схема ЭЭС и размещение токовых защит линий АВ и ВС (а) и схема замещения в аварийном режиме при $K^{(3)}$ в точке $K2$ (б)

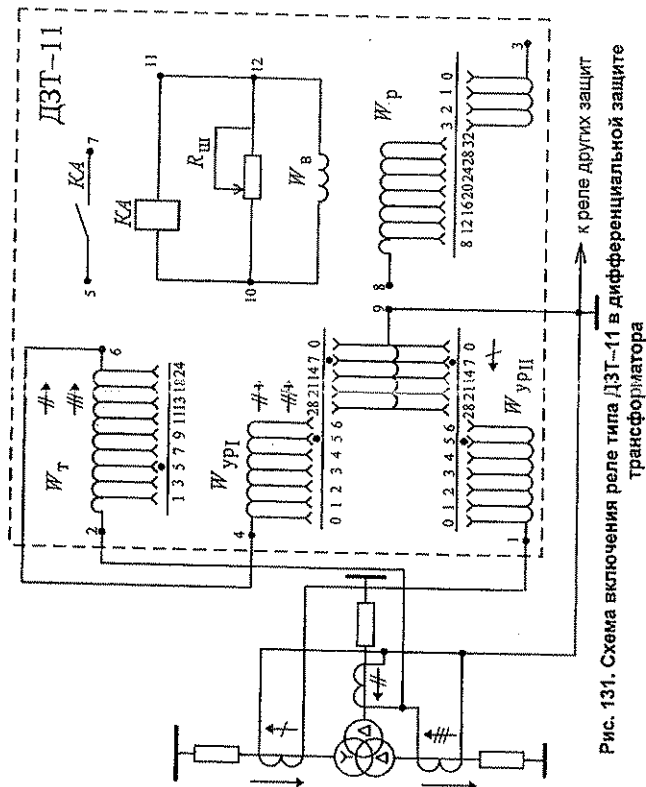


Рис. 131. Схема включения реле типа ДЗТ-11 в дифференциальную защиту трансформатора

18.5. Максимальная токовая защита с пуском напряжения для трансформатора

Приводятся основные указания по расчету МТЗ с комбинированным пуском напряжения, выполненной с помощью реле тока (типа РТ-40), фильтра - реле напряжения обратной последовательности (типа РНФ-1М) и минимального реле напряжения (типа РН-54).

МТЗ с минимальным пуском напряжения в трехфазном трехрелейном исполнении устанавливается на стороне ВН и НН трансформатора.

Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от номинального тока $I_{ном}$ трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита, по выражению

$$I_{сз} = \frac{k_n}{k_b} I_{ном} \quad (23)$$

где k_n - коэффициент надежности, учитывающий ошибку в определении токов и необходимый запас, принимаемый равным 1,2; k_b - коэффициент возврата токового реле, может быть принят равным 0,85.

При установке защиты на стороне, где предусмотрено регулирование напряжения, в (23) следует учитывать возможность увеличения номинального тока, который не должен превышать номинальный ток для среднего ответвления более чем на 5%. В тех случаях, когда максимальный рабочий ток $I_{раб.мах}$ стороны трансформатора, на которой установлена рассматриваемая защита, меньше номинального $I_{ном}$, вместо последнего ($I_{ном}$) в (23) следует использовать $I_{раб.мах}$.

Реле минимального напряжения включается на трансформаторы напряжения шин низшего напряжения. Напряжение срабатывания защиты определяется по выражениям:

Для определения $I_{нб,рас}$ расчетным является наибольшее значение $I_{кз}^{(3)} = 1024,1$ А. Расчеты сводятся в табл. 5.

Таблица 5

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1. Первичный расчетный ток небаланса с учетом составляющей $I_{нб,р}''$ при к.з. на шинах НН, А	$I_{нб,р} = I_{нб,р}' + I_{нб,р}'' + I_{нб,р}'''$	$\left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + \frac{12,4 - 12}{12,4}\right) \times 1024,1 = 206,9$
2. Число витков тормозной обмотки БНТ реле: - расчетное	$W_{тор,р} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб,рас} \cdot W_{раб}}{I_{тор} \cdot \lg \alpha}$	$15 \cdot 206,9 \cdot 12,4 = 5,01$ $1024,1 \cdot 0,75$
- принятое		5

Определяется чувствительность защиты при к.з. между двумя фазами в минимальном режиме работы системы, когда торможение отсутствует (рис. 130, б):

$$I_{кз,мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 931,7 = 790,4 \text{ А}; \quad k_t = 790,4 / 385,3 = 2,05.$$

Определяется чувствительность защиты при к.з. в защищаемой зоне, когда имеется торможение. При наличии торможения и двухфазном к.з. в зоне действия защиты ток в тормозной обмотке реле существует при параллельной работе трансформаторов и равен $I_{кз230}^{(2)} = 790,4$ А. Этот же ток, пересчитанный на 11 кВ $I_{кз11}^{(2)} = 16519,4$ А. Определим ток через тормозную обмотку, которая включена на сторону НН

$$I_{тор} = \frac{I_{кз11}^{(2)} \cdot k_{ex}}{n_t} = \frac{16519,4 \cdot 1}{5000/5} = 16,5 \text{ А}.$$

$$\text{Рассчитаем } F_{тор} = I_{тор} \cdot W_t = 16,5 \cdot 5 = 82,5 \text{ А} \cdot \text{В}.$$

По рабочей обмотке протекает сумма токов с ТА высокой стороны и ТА с низкой стороны (см. рис. 131)

$$F_{раб} = I' \cdot W_{осн} + I''' \cdot W_{ур1};$$

$$I' = \frac{I_{кз230}^{(2)} \cdot k_{ex}}{n_t} = \frac{790,4 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 17,09 \text{ А};$$

$$I''' = 16,5 \text{ А}.$$

$$\text{Тогда } F_{раб} = 17,09 \cdot 12 + 16,5 \cdot 12 = 205,08 + 198 = 403,08 \text{ А} \cdot \text{В}.$$

По кривым торможения (рис. 129) определим $F_{сп,раб}$. Значения $F_{тор}$ и $F_{раб}$ нанесем на график (точка В). Пересечение отрезка ОВ с кривой I позволяет определить $F_{сп,раб} = 120 \text{ А} \cdot \text{В}.$

$$\text{Следовательно, } k_t = \frac{F_{раб}}{F_{сп,раб}} = \frac{403,08}{120} = 3,36.$$

Схема подключения трансформатора к реле ДЗТ-11 приведена на рис. 131

танию тока. РЗ1 служит для защиты линии АВ, а РЗ2 - ВС. Однако в случае возникновения к.з. на шинах С (в точке К2) и откате РЗ2 или выключателя Q_2 ликвидация повреждения должна осуществляться РЗ1, которая при своем срабатывании даст сигнал на отключение Q_1 , т.е. защита РЗ1 должна «чувствовать» короткое замыкание в конце смежной линии ВС (в точке К2), чтобы она смогла выполнить функции резервирования РЗ2.

Так для токовой защиты ток срабатывания защиты $I_{кз}$ - наименьший первичный ток, при котором приходит в действие ПО защиты. Ток срабатывания защиты должен быть меньше тока короткого замыкания для РЗ1 (точка К1). Для защит от междуфазных к.з. чувствительность проверяется по наименьшему току для двухфазного к.з., когда

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{кз}^{(3)}; \quad I_{кз}^{(3)} = \frac{E_{сист.}}{\sqrt{3} Z_{кз}}; \quad Z_{кз} = Z_{сигт} + Z_{AB}.$$

Коэффициент чувствительности защиты характеризует отношение величины контролируемого параметра в режиме к.з. к величине порога срабатывания защиты. Коэффициент чувствительности по току определяет, во сколько раз минимальный ток к.з. больше тока срабатывания защиты:

$$K_{ч} I = \frac{I_{кз,мин}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5.$$

Выбор величины $I_{сз}$ зависит от типа применяемой защиты.

ПУЭ определяют, что $K_{ч}$ должен быть больше 1,5, если защита является основной (для к.з. в точке К1 защита РЗ1 - основная), и больше 1,2, если защита является резервной (для к.з. в точке К2 защита РЗ1 - резервная). Столь высокие требования к коэффициенту чувствительности объясняются тем, что ток к.з. в реальных условиях эксплуатации энергосистемы может быть существенно меньше расчетного $I_{кз,рас}$.

4. **Надежность** - способность защиты безотказно действовать в пределах установленной для нее зоны и не работать ложно в режимах, при которых действие РЗ не предусматривается. Иначе говоря, при функционировании РЗ не должно быть случаев отказов и ложной работы. Для повышения надежности работы РЗ используются устройства диагностики - тестового контроля и функционального диагностирования. Кроме того, повышению надежности способствует и перевод РЗ на новую современную элементную базу - интегральные микросхемы и микропроцессорную технику. Последнее улучшает и характеристики РЗ с точки зрения ее быстродействия и чувствительности. Последнее уменьшает вес и габариты устройств РЗ, сокращает потребление электроэнергии, облегчает ремонт и эксплуатацию устройств РЗНА.

Существует два способа изображения реле на схемах:

совмещенный и раздельный. При совмещенном способе катушки и контакты реле изображаются на одном рисунке (рис. 4, а). Условно считают, что катушки реле расположены в верхней части, там же указывается количество контактов. В верхней части рисунка изображаются контакты реле, их может быть несколько. В средней части расположено условное обозначение реле по ГОСТ (КА - реле тока; КУ - реле напряжения).

При раздельном способе катушки реле и его контакты расположены в той части схемы, которая соответствует порядку работы устройства релейной защиты. Способ изображения катушек реле приведен на рис. 4, б.

Схемы релейной защиты, содержащие большое число отдельных реле, чаще всего изображаются раздельным способом.

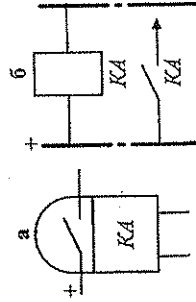


Рис. 4. Способы изображения реле на схемах: а - совмещенный; б - раздельный

2. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Измерительные органы релейной защиты подключаются к защищаемому элементу с помощью специальных измерительных трансформаторов.

Назначение измерительных трансформаторов - изолировать измерительные приборы и реле от тепловысокого напряжения, снизить токи и напряжения до величин удобных и безопасных для работы реле и измерения. Применение измерительных трансформаторов позволяет также унифицировать реле и приборы.

Трансформаторы тока (ТА). ТА состоит из стального сердечника из шихтованной стали и двух обмоток - первичной w_1 и вторичной w_2 , причем $w_1 \ll w_2$. Первичная обмотка ТА подключается последовательно в цепь защищаемого элемента, к вторичной обмотке присоединяются реле или измерительные приборы. Ток, протекающий по обмотке w_1 , создает магнитный поток Φ_1 , который индуцирует ток во вторичной обмотке I_2 . Ток I_2 , в свою очередь, создает магнитный поток Φ_2 , направленный навстречу потоку Φ_1 . Результирующий магнитный поток $\Phi_T = \Phi_1 - \Phi_2$.

Аналогичное выражение может быть записано для намагничивающих сил $F = Iw$, т.е.

$$F_T = F_1 - F_2; \quad I_{\text{нам}} w_1 = I_1 w_1 - I_2 w_2, \quad (2.1)$$

где $I_{\text{нам}}$ - ток намагничивания, обеспечивающий создание магнитного потока в сердечнике.

Из последнего выражения делением всех членов уравнения на w_2 можно получить

$$-I_2 = I_{\text{нам}} \frac{w_1}{w_2} - I_1 \frac{w_1}{w_2}, \quad \text{или} \quad I_2 = \frac{I_1 - I_{\text{нам}}}{n_T}, \quad (2.2)$$

где n_T - витковый коэффициент трансформации, $n_T = \frac{w_2}{w_1}$.

На практике чаще используют номинальный коэффициент трансформации $n_T = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}$, записанный через значения номинальных токов. Анализируя уравнение (2.2), можно заметить, что расчетное значение тока $I_{2p} = \frac{I_1}{n_T}$ и действительное значение I_2 отличаются друг от друга. Величина $I_{\text{нам}}/n_T$ вносит погрешность в величину и фазу тока I_2 , поскольку не весь ток I_1 трансформируется во вторичную обмотку, что обуславливает наличие погрешностей в работе ТА.

Для анализа погрешностей в работе ТА составим схему замещения и построим векторную диаграмму. Схема замещения строится при следующих допущениях (рис. 5):

- все магнитные связи заменены электрическими;
- параметры первичной обмотки приведены к числу витков вторичной обмотки;
- вектор тока I_2 повернут на 180° по сравнению с его действительным направлением.

$$Z_1 = Z_1 / n_T^2 - \text{сопротивление первичной обмотки, приведенное к } w_2;$$

$$Z'_{\text{нам}} = Z_{\text{нам}} / n_T^2 - \text{сопротивление намагничивания, приведенное к } w_2, \quad I_1, I'_{\text{нам}} - \text{ток первичной обмотки и ток намагничивания, приведенные к } w_2.$$

На схеме рис. 5 приведено обозначения выводов обмоток ТА: первичная обмотка имеет маркировку L_1 - начало, L_2 - конец обмотки, а вторичная - I_1 - начало, I_2 - конец обмотки.

Т а б л и ц а 3

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1. Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном.ср}}}$	220 кВ 100000 $\frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251$ 11 кВ 10000 $\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5249$
2. Схема соединения трансформаторов тока	-	Δ
3. Коэффициент трансформации трансформаторов тока	n_T	400/5
4. Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{\text{ном.в}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_T}$	$\frac{251 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 5,43$ $\frac{529 \cdot 1}{5000/5} = 5,25$

Определяются числа витков рабочей обмотки БНТ реле для основной стороны 220 кВ и для стороны 11 кВ, исходя из значения минимального тока срабатывания защиты. Расчеты сводятся в табл. 4.

Т а б л и ц а 4

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1. Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot k_{\text{сх}}}{n_T}$	$\frac{376,5 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 8,14$
2. Число витков обмотки БНТ реле для основной стороны: - расчетное	$W_{\text{осн.р}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}}$	$\frac{100}{8,14} = 12,3$
- предварительно принятое	$W_{\text{осн}}$	12
3. Число витков обмотки НТГ реле для неосновной стороны: - расчетное	$W_{1p} = W_{\text{осн}} \frac{I_{\text{осн.в}}}{I_{I_B}}$	$12 \cdot \frac{5,43}{5,25} = 12,4$
- предварительно принятое	W_1	12

Принимаются к использованию следующие числа витков: $W_{\text{осн}} = 12$ витков, что соответствует $I_{\text{сз.мин}} = \frac{100 \cdot 400/5}{12 \cdot \sqrt{3}} = 385,3$ А.

Выбирается необходимое число витков тормозной обмотки БНТ реле. Для этого рассматривается схема замещения, которая соответствует параллельной работе двух трансформаторов при к.з. на стороне низшего напряжения одного из них.

Определение токов $I_{\text{кз}}^{(3)}$ В случае раздельной работы трансформаторов (рис. 130, а):

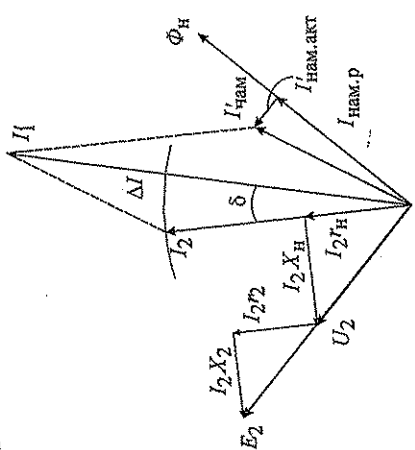
$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (15 + 6,97 + 102,2)} = 1024,1 \text{ А. Это величина тока, протекающего через защиту при внешнем к.з.}$$

$$\text{В случае параллельной работы (рис. 130, б): } I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot (15 + \frac{6,97 + 102,2}{2})} = 1827,5 \text{ А.}$$

$$\text{Ток, протекающий через один трансформатор: } I_{\text{кз.т}}^{(3)} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{2} = \frac{1827,5}{2} = 913,7 \text{ А.}$$

Наличие $I_{\text{нам}}$ обусловлено тем, что процесс трансформации происходит с затратой энергии, которая идет на создание магнитного потока в сердечнике, на гистерезис, на потери на вихревые токи и нагрев обмоток. Из схемы замещения видно, что $I_1 = I'_{\text{нам}} + I_2$, т.е. $I_2 = I_1 - I'_{\text{нам}}$, т.е. вторичный ток отличается от расчетного первичного, что может исказить работу защиты.

На основе схемы замещения (см. рис. 5) построим векторную диаграмму для анализа величин токов (рис. 6). Сначала строим I_2 , затем $U_2 = I_2 R_H + j I_2 X_H$. Величина ЭДС $E_2 = U_2 + I_2 (r_2 + j X_2)$. Магнитный поток Φ_H отстает от E_2 на 90° .



Из векторной диаграммы видно, что I_1 отличается от I_2 по модулю и сдвинуто на угол δ . Отсюда выделяют погрешности ТА - токовую и угловую. Точковая погрешность - алгебраическая разность токов:

$$\Delta I = \frac{I_1}{n_T} - I_2;$$

$$f_1 = \frac{\Delta I}{I_1/n_T} \cdot 100\%.$$

Угловая погрешность - величина угла δ , являющегося углом сдвига между I_2 и I_1 . Чем больше величина $I_{\text{нам}}$, тем больше погрешности трансформатора тока. Чем меньше погрешности - активную $I_{\text{нам.акт}}$ и реактивную $I_{\text{нам.р}}$ защиты. $I_{\text{нам}}$ имеет две составляющие - активную (гистерезис) и вихревыми токами. Для

тока $I_{\text{нам.акт}}$ обусловлен активными потерями (гистерезис) и вихревыми токами. Для его снижения сердечники ТА делают из шихтованной трансформаторной стали, поскольку величина этих потерь определяется качеством и параметрами стали.

Ток $I_{\text{нам.р}}$ служит для создания магнитного потока Φ_T , который индуцирует E_2 во вторичной обмотке. Для снижения $I_{\text{нам.р}}$ нужно снизить Φ_T , который определяется как

$$\Phi_T = \frac{W_1}{K_M} \cdot I_{\text{нам.р}},$$

где K_M - магнитное сопротивление.

Связь эта представлена на рис. 7. В области до $I_{\text{нам.р}}$ изменение Φ_T почти линейно, при $I_{\text{нам.р}} > I_{\text{нам.р}}$ происходит насыщение сердечника и по изменению Φ_T соответствует большое изменение $I_{\text{нам.р}}$, что, в свою очередь, приводит к увеличению токовой погрешности (ΔI и f_1) ТА. Для того чтобы снизить эти погрешности, нужно так выбирать параметры схем релейной защиты и автоматики, чтобы рабочая зона располагалась в линейной части характеристики намагничивания ТА:

$$I'_{\text{нам}} = \frac{E_2}{Z'_{\text{нам}}} = \frac{I_2 (Z_H + Z_2)}{Z'_{\text{нам}}}.$$

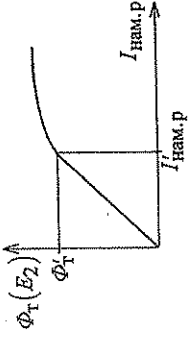


Рис. 7. Характеристика намагничивания ТА

- проводится прямая, соединяющая эту точку с началом координат (прямая OA на рис. 129). Эта прямая является геометрическим местом точек, соответствующих рассматриваемому случаю к.з. через различные переходные сопротивления;

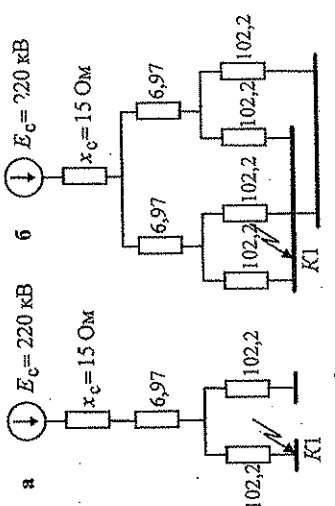
- точка пересечения этой прямой с расчетной по чувствительности характеристикой срабатывания реле, соответствующей максимальному торможению (точка A на рис. 129), будет являться точкой, где защита находится на грани срабатывания, и, следовательно, соответствующая этой точке рабочая МДС будет являться рабочей МДС срабатывания $F_{\text{раб.ср}}$ при рассматриваемом случае к.з., но через переходное сопротивление.

11. Определяется значение коэффициента чувствительности $k_{\text{ч.тор}}$ в рассматриваемых случаях повреждения с торможением по формуле

$$k_{\text{ч.тор}} = \frac{F_{\text{раб}}}{F_{\text{раб.ср}}} \quad (22)$$

В соответствии с ПУЭ требуется обеспечить наименьший коэффициент чувствительности $k_{\text{ч.тор}} \approx 2,0$.

18.4. Расчет дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора с расщеплением



В примере дан расчет дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора 220/11 кВ мощностью 100 МВА. Трансформатор имеет встроенное регулирование напряжения под нагрузкой в нейтрале высшего напряжения в пределах $\pm 16\%$ номинального. Схема замещения приведена на рис. 130, $U_{\text{кв-н}} = 12\%$.

Сопротивления (Ом), приведенные к стороне высшего напряжения, показаны на рис. 130.

Расчет защиты, выполненной с реле типа ДЗТ-11, производится в следующем порядке.

Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока n_T и коэффициентов схемы $k_{\text{сх}}$. Расчеты сводятся в табл. 3.

Выбирается сторона, к которой целесообразно присоединить тормозную обмотку реле. В соответствии с рекомендациями п. 2 параграфа 18.3 тормозная обмотка включается на суммарный ток трансформаторов тока, установленных в цепи каждой из расщепленных обмоток низшего напряжения и ограничивающих всю защиту в целом.

Определяется минимальный ток срабатывания для защиты. Для основной зоны срабатывания защиты определяется по условию отстройки от броска намагничивающего тока при включении нагруженного трансформатора под напряжение: $I_{\text{з.осн}} = 1,5 \cdot 251 = 376,5 \text{ А}$.

В связи с этим для уменьшения тока намагничивания, а следовательно, и уменьшения погрешности ТА необходимо снижать Z_n , определяемое сопротивлением токовых обмоток реле, соединительных проводов и контактов, и уменьшать I_2 .

Для нормальной эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики погрешности $f_i \leq 10\%$ и $\delta \leq 7^\circ$.

Следует особо отметить необычность режимов холостого хода и короткого замыкания для ТА. Так работа ТА в режиме холостого хода, когда контакты $I_1 - I_2$ вторичной обмотки разомкнуты, является аварийной. В таком режиме $I_2 = 0$ и в соответствии с (2.1) весь магнитный поток $I_1 W_1$ идет на намагничивание сердечника. Размагничивающего действия вторичного потока $I_2 W_2$ нет. Происходит перегрев стали магнитопровода. Кроме того, в соответствии со схемой замещения весь ток I_1 протекает через большое сопротивление Z_n и создает ЭДС E_2 , которая может достигать нескольких киловольт. Перенапряжение и перегрев могут привести к пробоям изоляции вторичной обмотки ТА. Таким образом, работа ТА в режиме холостого хода недопустима, поэтому в случае, когда ТА не используется, его следует держать в режиме короткого замыкания, который для ТА является нормальным.

В устройствах релейной защиты обмотки трансформаторов тока и реле соединяются по определенным схемам. Поведение реле зависит от характера распределения тока по обмоткам реле при различных видах к.з.

Все схемы соединения, кроме изображенной на рис. 8, д, приняты характеризовать коэффициентом схемы $k_{сх}$, который определяется как отношение тока, протекающего по реле, к вторичному фазному току ТА $k_{сх} = I_p / I_{2фТА}$. Данный коэффициент обычно равен 1 (для схем рис. 8, а и 8, б) или $\sqrt{3}$ (для схем рис. 8, в и 8, з).

При выполнении МТЗ и токовых отсечек наиболее часто применяют следующие схемы:

1. Трехфазная трехрелейная схема полной звезды для защит сетей с глухозаземленной нейтралью от всех видов замыканий (рис. 8, а).
2. Двухфазная двухрелейная (трехрелейная) схема в качестве защиты от междуфазных замыканий в сетях с изолированной нейтралью (рис. 8, б).
3. Двухфазная однорелейная схема в качестве защиты от междуфазных к.з. для неотчетливых потребителей (рис. 8, в).
4. Схема соединения ТА в треугольник, а реле - в звезду в дистанционных и дифференциальных защитах трансформаторов от всех видов к.з. (рис. 8, з).
5. Фильтр токов нулевой последовательности для выполнения защит от замыканий на землю в сети с глухозаземленной нейтралью (рис. 8, д).

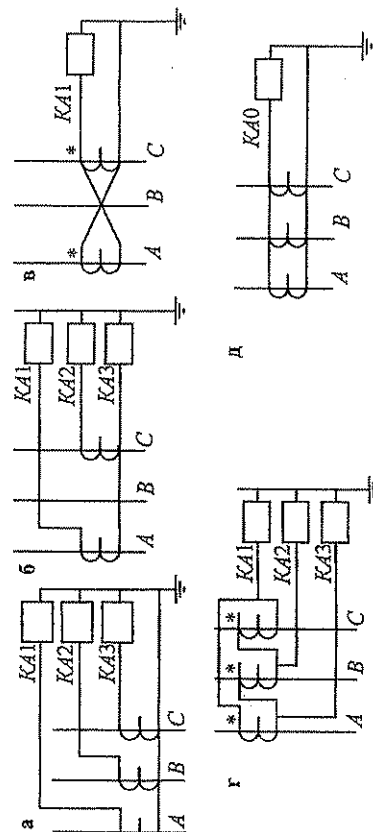


Рис. 8. Схемы соединения трансформаторов тока и обмоток реле

Расчет проводится в той последовательности, что и для защиты, выполненной с реле серии РНТ-560. При этом учитывается, что минимальная МДС срабатывания $F_{ср.min}$ при отсутствии торможения для реле серии ДЗТ-11 также равна 100 А·В.

5. В случае необходимости полученные числа витков БНТ реле уточняются за счет учета составляющей тока небаланса $I_{нб.рас}$ аналогично тому, как для реле серии РНТ-560. При этом в расчет вводится составляющая $I_{нб.рас}$ соответствующая внешнему к.з. при отсутствии торможения, являющемуся расчетным для определения минимального тока срабатывания защиты $I_{сз.min}$.

6. Определяется необходимое число витков тормозной обмотки БНТ реле. Для этого при внешнем к.з. отстройка от которого производится с помощью торможения, определяется первичный тормозной ток $I_{тор}$ и первичный ток небаланса $I_{нб.рас}$ так же, как и для реле серии РНТ-560.

Определяется необходимое число витков тормозной обмотки БНТ реле $W_{тор}$:

$$W_{тор} \geq k_3 \cdot \frac{I_{нб.рас} \cdot W_{раб}}{I_{тор} \cdot tg \alpha}, \quad (20)$$

где $tg \alpha$ - тангенс угла наклона касательной к оси абсцисс при $F_{раб.max} \geq 200$ А, исходя из заводских характеристик реле, можно принять $tg \alpha = 0,75$; $k_3 = 1,5$ - коэффициент запаса. При этом исходными являются наибольшее отношение вышеуказанных токов и число витков рабочей обмотки БНТ реле $W_{раб}$ для стороны, к которой присоединится тормозная обмотка.

7. Определяются коэффициенты чувствительности при металлическом к.з. на выводах НН защищаемого трансформатора в режимах работы, когда отсутствует торможение. Расчет производится так же, как и для защиты с реле серии РНТ-560 по формуле (16).

8. Определяются первичные токи в месте к.з., соответствующие токи в реле $I_{раб.p}$ на отдельных сторонах защищаемого трансформатора и ток в тормозной обмотке БНТ реле $I_{тор.p}$ при металлическом к.з. на выводах НН защищаемого трансформатора для случая, когда имеется торможение.

9. Определяется рабочая МДС $F_{раб}$ и тормозная МДС $F_{тор}$ БНТ реле в рассматриваемых случаях металлических к.з. по:

$$F_{раб} = \sum_{n=1}^p I_{раб.pn} W_{раб.n}; \quad F_{тор} = I_{тор.p} \cdot W_{тор}, \quad (21)$$

где $W_{раб.n}$ - число витков рабочей (дифференциальной и уравнительной) обмотки БНТ реле, используемое на стороне n ; $I_{раб.pn}$ - ток, подводимый к рабочей обмотке БНТ реле с числом витков $W_{раб.n}$ с учетом его знака при рассматриваемом металлическом к.з.; $I_{тор.p}$ - тормозной ток, подводимый к реле; $W_{тор}$ - используемое число витков тормозной обмотки БНТ реле.

10. Графически определяется рабочая МДС срабатывания реле $F_{раб.ср}$. Она определяется по характеристике срабатывания реле, соответствующей максимальному торможению (кривая 1 на рис. 129), следующим образом:

- определяется тормозная МДС БНТ реле;
- на плоскости $F_{раб}$, $F_{тор}$ наносится точка, соответствующая $F_{раб}$, определенной выше, и $F_{тор}$, т.е. соответствующая рассматриваемому случаю металлического к.з. (точка А на рис. 129);

18.3. Дифференциальная токовая защита трансформаторов, выполненная с реле серии ДЗТ-11

Реле серии ДЗТ в схемах дифференциальной защиты применяется в тех случаях, когда реле РНТ не позволяет обеспечить необходимое значение k_n . Увеличение k_n при использовании ДЗТ достигается снижением $I_{сз}$, т.к. введение торможения даст возможность отстраивать $I_{сз}$ от $I_{ном.тр}$. В реальных условиях $I_{ном.тр} < I_{нб.р}$.

Ниже даны основные указания по расчету дифференциальной токовой защиты, выполненной с реле серии ДЗТ-11 (типов ДЗТ-11, ДЗТ-11/2, ДЗТ-11/3 и ДЗТ-11/4), применительно к двухобмоточным трансформаторам и двухобмоточным трансформаторам с расщеплением.

Реле серии ДЗТ-11 характеризуются наличием одной тормозной обмотки в БНТ реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте трансформаторов тока. Характеристика срабатывания реле при наличии торможения $F_{раб} = f(F_{тор})$ незначительна и зависит от угла между рабочим $F_{раб.р}$ и тормозным $F_{тор.р}$ токами в БНТ реле.

На рис. 129 приведены характеристики реле для таких углов между рабочими и тормозными токами, при которых обеспечивается максимальное (кривая I) и минимальное (кривая II) торможение.

Порядок расчета дифференциальной защиты состоит в следующем.

1. Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока и коэффициентов схем.

2. Выбирается сторона, к трансформаторам тока которой целесообразно присоединить тормозную обмотку реле.

Для ряда случаев схема присоединения тормозной обмотки может быть выполнена на основании непосредственного рассмотрения схем электрических соединений. Так, например, в следующих конкретных случаях тормозную обмотку, как правило, рекомендуется присоединять: на двухобмоточных трансформаторах - к трансформаторам тока, установленным на стороне низшего напряжения, а на двухобмоточных трансформаторах с расщепленной обмоткой - на сумму токов трансформаторов тока, установленных в цепи каждой из расщепленных обмоток. Целесообразность такого присоединения тормозной обмотки объясняется тем, что при этом минимальный ток срабатывания защиты $I_{сз.min}$ определяется по

$$I_{сз.min} \geq k_n \cdot I_{ном}; \quad k_n = 1,2 + 1,5; \quad (19)$$

а при к.з. в защищаемой зоне торможение от тока системы отсутствует.

3. Определяется ориентировочное значение первичного минимального тока срабатывания защиты $I_{сз.min}$ по выражению (19).

4. Определяются числа витков рабочих обмоток БНТ реле, соответствующие минимальному току срабатывания защиты $I_{сз.min}$ для основной стороны и для другой стороны защищаемого трансформатора.

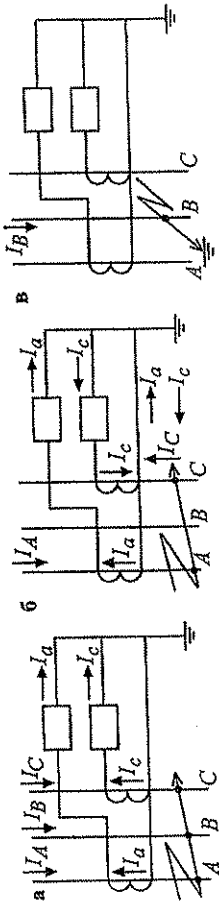


Рис. 9. Распределение токов при различных видах к.з.:

а - трехфазное к.з.; б - двухфазное к.з. между фазами АС; в - однофазное к.з. на землю

Для выбора возможности применения какой-либо из приведенных на рис. 8 схем соединений необходимо провести анализ поведения реле в выбранной схеме при различных видах к.з. Для этого на выбранную схему соединения наносят первичные токи, соответствующие им вторичные токи ТА и затем определяют направление и величину тока, протекающего по каждому реле.

При анализе трехфазных, двухфазных и однофазных к.з. для схемы, приведенной на рис. 9, становится очевидным, что на трехфазные и двухфазные к.з. реагируют оба реле или одно из них. При однофазном к.з. в фазе В нет тока ни в одном из реле. Следовательно, для защиты от однофазных к.з. данную схему применять нельзя, а для междуфазных к.з. применение ее возможно.

Трансформаторы напряжения (ТВ). По принципу действия ТВ аналогичен силовому трансформатору, но $W_1 \gg W_2$, где W_1, W_2 - число витков первичной и вторичной обмоток. Введем обозначение $n_{тн} = W_1/W_2$ - коэффициент трансформации ТВ, где $U_{2хх}$ - напряжение вторичной обмотки при условии, что она разомкнута. Схема замещения ТВ аналогична схеме замещения ТА и построена при тех же самых допущениях (рис. 10).

Построим векторную диаграмму для иллюстрации погрешностей ТВ. Построение векторной диаграммы начинается с U_2 и I_2 . Затем строят $E_2 = U_2 + I_2(r_2 + jX_2)$. Поток Φ_T отстает от E_2 на 90° . Из схемы замещения $I_1 = I_2 + I_{тн}$, затем можно построить $U_1 = E_2 + I_1(r_1 + jX_1)$.

Из векторной диаграммы видно, что U_2 отличается от U_1 по модулю и сдвинуто на угол δ . Погрешность по модулю

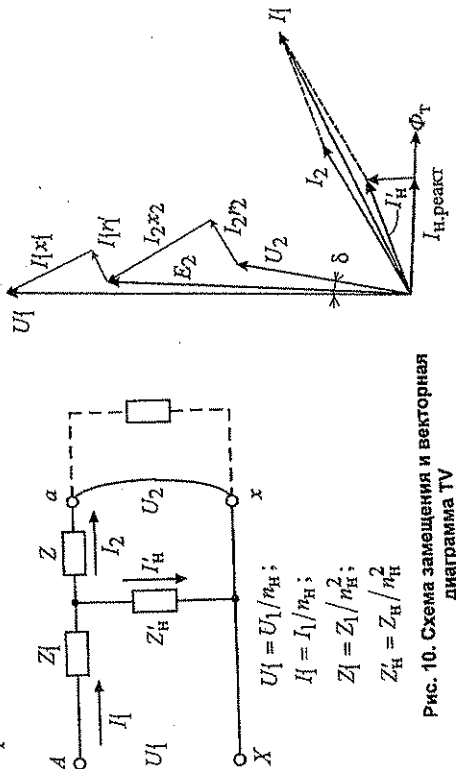


Рис. 10. Схема замещения и векторная диаграмма ТВ

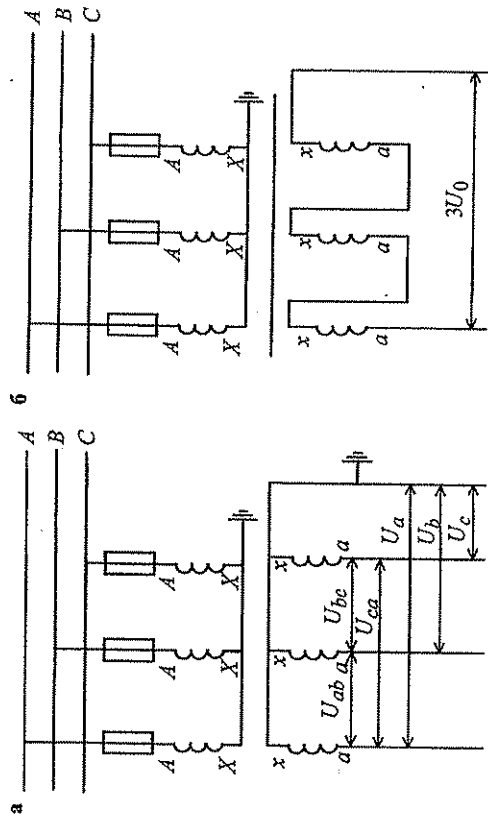


Рис. 11. Схемы соединения трансформаторов напряжения:

а - схема соединения \star/Δ ; б - схема соединения Δ/Δ .

$$\Delta U = U_1 - U_2 = I_2 Z_2 + I_1 Z_1 = I_2 Z_2 + (I_2 + I_H) Z_1 = I_2 (Z_2 + Z_1) + I_H Z_1.$$

Отсюда видно, что для снижения погрешности ТН необходимо уменьшать сопротивление обмоток W_1 и W_2 , снижать ток намагничивания I_H и ток I_2 .

Погрешность ТН может быть абсолютной по напряжению $\Delta U = U_1 - U_2$, относительной - $f_1 = \frac{\Delta U}{U_1} \cdot 100\%$, угловой - величина угла δ .

Для питания цепей релейной защиты, автоматики и измерения ТН соединяются по определенным схемам. Выбор схемы зависит от того, какое напряжение нужно - фазное, линейное или напряжение нулевой последовательности. Наиболее часто применяемые схемы соединения приведены на рис. 11.

3. МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

Принцип действия МТЗ (максимальной токовой защиты) основан на том, что при возникновении к.з. или ненормального режима работы ток увеличивается и начинает превышать ток нагрузочного режима. Селективность действия достигается выбором выдержек времени.

При к.з. $K1$ ток I_{K3} протекает не только по поврежденному элементу, но и по неповрежденным ($J1$ и $J2$) - рис. 12. Для обеспечения селективности отключения поврежденного участка сети ($J3$) защиты, установленные на линиях, должны работать с разными выдержками времени, причем $t_1 > t_2 > t_3$. Выдержки времени увеличиваются от потребителя к источнику питания (рис. 12). В пределах каждого элемента МТЗ устанавливается как можно ближе к источнику питания.

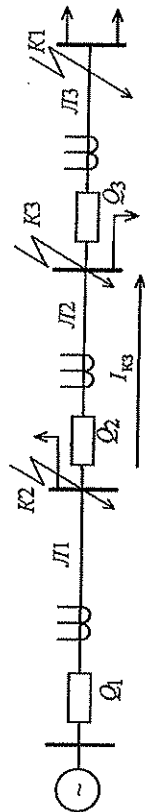


Рис. 12. Принцип действия МТЗ

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{I_{K1}^{(3)}}{2}$$

Номинальные токи, первичные и вторичные, определяются по полной $S_{пол}$, учитывается возможность отключения одной из обмоток низкого напряжения защищаемого трансформатора.

Схемы подключения реле РНТ к двухобмоточному трансформатору с расщепленной обмоткой низкого напряжения представлены на рис. 127 и 128.

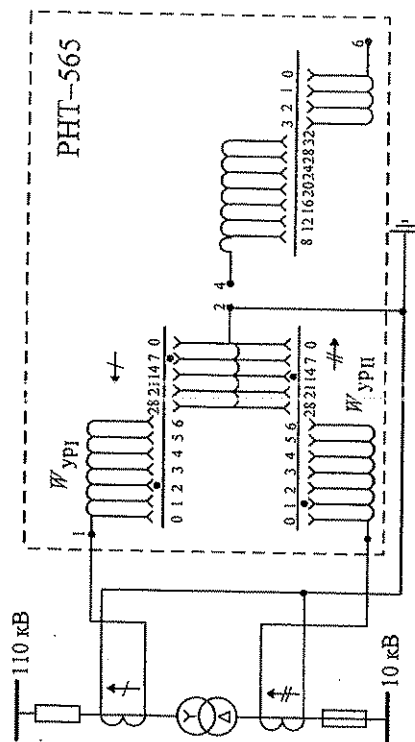


Рис. 127. Подключение двухобмоточного трансформатора к реле РНТ

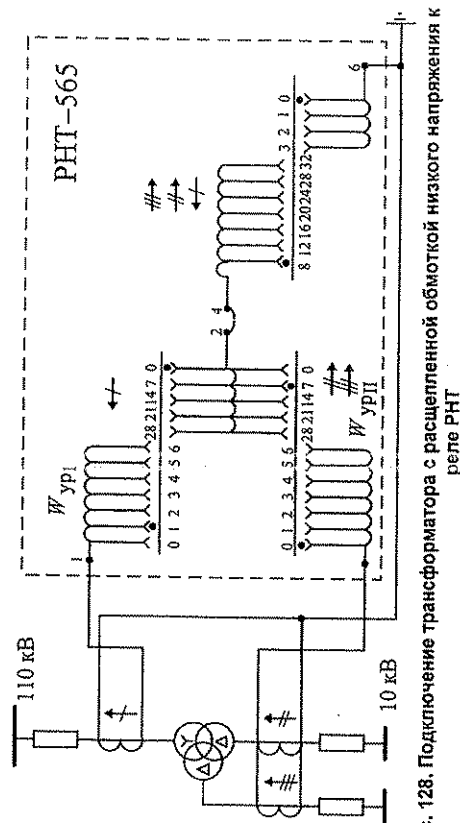


Рис. 128. Подключение трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения к реле РНТ

При подключении двухобмоточного трансформатора или трансформатора с расщепленной обмоткой можно использовать только две уравнивательные обмотки (рис. 127) или обе уравнивательные и рабочую (рис. 128). В последнем случае сторона 110 кВ подключена на две обмотки W_p и $W_{ур1}$ и соответственно $W_{осн} = W_p + W_{ур1} = 8 + 1 = 9$. Сторона 10 кВ подключена на W_p и $W_{ур2}$ и $W_1 = 8 + 7 = 15$.

Т а б л и ц а 2

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1. Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_T}$	$\frac{248,04 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 10,7$
2. Число витков обмотки НТГ реле для основной стороны: - расчетное	$W_{осн.p} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}$	$\frac{100}{10,7} = 9,34$
- предварительно принятое	$W_{осн}$	9
3. Ток срабатывания реле на основной стороне	$I_{ср.осн} = \frac{F_{ср}}{W_{осн}}$	$\frac{100}{9} = 11,1$
4. Число витков обмотки НТГ реле для неосновной стороны: - расчетное	$W_{1.p} = W_{осн} \frac{I_{осн.в}}{I_{1.p}}$	$\frac{9 \cdot 3,47}{2,1} = 14,87$
- предварительно принятое	W_1	15
5. Составляющая первичного тока небаланса, обусловленная округлением расчетного числа витков неосновной стороны для расчета случая повреждения, А	$I_{нб.p}^{(3)} = \left \frac{W_{1.p} \cdot W_1}{W_1} \cdot I_{сз.max}^{(3)} \right $	$\left \frac{14,87 - 15}{14,87} \cdot 733,7 \right = 6,4$
6. Первичный расчетный ток небаланса с учетом составляющей $I_{нб.p}^{(3)}$	$I_{нб.p} = I_{нб.p}^{(1)} + I_{нб.p}^{(2)} + I_{нб.p}^{(3)}$	$190,8 + 6,4 = 197,2$
7. Ток срабатывания защиты на основной стороне, А	$I_{сз} = \frac{F_{ср} \cdot n_T}{W_{осн} \cdot k_{сх}}$	$\frac{100 \cdot 200/5}{9 \cdot \sqrt{3}} = 256,9$
8. Коэффициент отстройки защиты (окончательное значение)	$k_{отс} = \frac{I_{сз}}{I_{нб.p}}$	$\frac{256,9}{197,2} = 1,302 \approx 1,3$
9. Окончательно принятое значение числа витков обмотки БНТ реле для установки на основной и неосновной сторонах	$W_{осн} \frac{W_1}{W_1}$	9 15
10. Уточненный $I_{ср}$	$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_T}$	$\frac{256,9 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 11,1$

(17)

$$I_{сз.K1}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot (x_c + x_{T_B} + x_{T_H})},$$

где $x_{T_B} = 0,12x_T$; $x_{T_H} = 1,76x_T$; x_T определяется по выражению (15).

Для случая, представленного на рис. 126, б:

(18)

$$I_{сз.K1}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot \left(x_c + \frac{x_{T_B} + x_{T_H}}{2} \right)},$$

Схемы МТЗ можно классифицировать по ряду признаков:

1. Способу питания оперативных цепей - МТЗ на переменном или постоянном оперативном токе.
2. Способу воздействия на привод выключателя - прямого или косвенного действия.
3. Характеру зависимости выдержки времени от тока - защиты с независимой и зависимой выдержкой времени.
4. Схеме соединения ТА и обмоток реле.
5. Назначению - защиты от к.з. и защиты от перегрузок током.

В качестве пусковых органов МТЗ применяются токовые реле. Для того чтобы защита работала при к.з. и не работала в нормальных и допустимых рабочих режимах необходимо определять ток срабатывания защиты - $I_{сз}$. Ток $I_{сз}$ - это наименьший первичный ток, необходимый для действия пусковых органов защиты. Основным условием выбора $I_{сз}$ является недействие защиты при максимальных токах нагрузки и кратковременных толчках тока, вызванных, например, пуском или самозапуском двигателей, колебаниями нагрузки. Для этого необходимо выполнение следующих условий:

1) $I_{сз} > I_{нагр.max}$ - пусковые органы защиты не должны приходить в действие при максимальном рабочем токе;

2) пусковые органы защиты, пришедшие в действие при внешнем к.з., должны вернуться в исходное состояние после его отключения и снижения тока до $I_{нагр.max}$. Для выполнения этого требования ток возврата защиты ($I_{вз}$ - наибольший первичный ток, при котором пусковые органы защиты, сработавшие при внешнем к.з., возвращаются в исходное состояние) должен удовлетворять требованию $I_{вз} > k_{сз} \cdot I_{нагр.max}$, где $k_{сз}$ - коэффициент самозапуска двигателей, с помощью которого учитывается увеличение тока, происходящее при самозапуске двигателей, которые тормозятся вследствие снижения напряжения при внешних к.з., $k_{сз} > 1$.

Токи $I_{сз}$ и $I_{вз}$ связаны через коэффициент возврата $k_B = I_{вз} / I_{сз}$, причем для токовых реле МТЗ $k_B < 1$. Следовательно, при выполнении условия 2 всегда выполняется условие 1, поэтому выражение для определения $I_{сз}$ можно получить следующим образом:

$$I_{вз} = k_B \cdot k_{сз} \cdot I_{нагр.max},$$

где k_B - коэффициент надежности, учитывающий возможную погрешность в определении $I_{вз}$ ($k_B = 1,1 + 1,3$):

$$I_{сз} = \frac{I_{вз}}{k_B} = \frac{k_B}{k_B} \cdot k_{сз} \cdot I_{нагр.max}.$$

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

Схема МТЗ состоит из реле тока (K_A), времени (K_T), промежуточного (K_L) и указательного (K_H). Трехфазная, трехрелейная схема МТЗ с независимой выдержкой времени на постоянном оперативном токе приведена на рис. 13. Схема нарисована для раздельного способа изо-

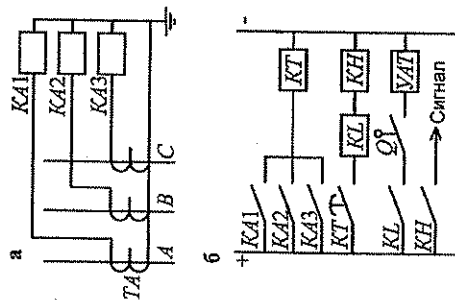


Рис. 13. Схема МТЗ на постоянном оперативном токе:
а - цепи переменного тока;
б - цепи постоянного тока

эфициенту чувствительности - k_q . Коэффициент k_q определяется из условия охвата МТЗ всей линии и действия ее при минимальном значении тока к.з. - $I_{кз.min}$, т.е. в конце зоны действия.

Так, для определения k_q защиты 1 (рис. 12) нужно найти $I_{кз}$ при к.з. в точке К2 (конец линии Л1) в режиме, который сопровождается $I_{кз.min}$. Если рассматривать МТЗ в качестве защиты от двухфазных к.з., то $I_{кз.min}$ должен быть рассчитан для двухфазного к.з.:

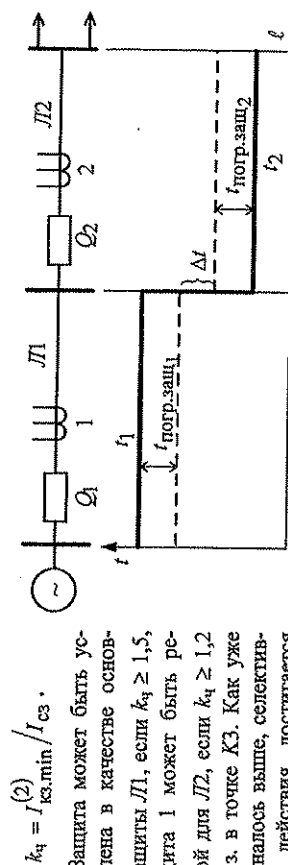


Рис. 14. Согласование времени МТЗ линий Л1 и Л2

Защита может быть ус-
тановлена в качестве основ-
ной защиты Л1, если $k_q \geq 1,5$,
и защита 1 может быть ре-
зервной для Л2, если $k_q \geq 1,2$
при к.з. в точке К3. Как уже
упоминалось выше, селектив-
ность действия достигается
выбором выдержек времени,
причем $t_1 > t_2$ (рис. 14);
 $t_1 - t_2 = \Delta t$ называется ступенью селективности. Величина Δt должна быть такой, чтобы
при к.з. на Л2 защита 1 не успевала сработать. Для этого

$$t_1 > t_2 + t_{отк.Q2} + t_{погр.защ2} + t_{погр.защ1}$$

где $t_{погр.защ1}$, $t_{погр.защ2}$ - погрешности в работе защит 1 и 2, которые учитывают самые
худшие их сочетания, т.е. для защиты 2 это погрешность в сторону увеличения времени, а
для защиты 1 - в сторону уменьшения (рис. 14); $t_{отк.Q2}$ - время отключения выключателя
второй линии. Приняв некоторое $t_{зап}$, можно записать, что

Определяем токи небаланса при расчетном к.з. К1 по (6) и (8) по наибольшему значе-
нию $I_{кз}^{(3)}$:

$$I_{нб,рас}^{(3)} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 733,7 = 73,37 \text{ A};$$

$$I_{нб,рас}^{(3)} = 0,16 \cdot 733,7 = 117,4 \text{ A};$$

$$I_{нб,рас}^{(3)} = 73,37 + 117,4 = 190,8 \text{ A}.$$

Определим предварительно $I_{сз}$ по (3) и (4):

$$а) I_{сз} = 1,3 \cdot 80,4 = 104,5 \text{ A};$$

$$б) I_{сз} = 1,3 \cdot 190,8 = 248,04 \text{ A}.$$

Принимаем наибольшее значение $I_{сз} = 248,04 \text{ A}$.

Предварительное определение коэффициента чувствительности

$$k_q = I_{кз.min}^{(2)} / I_{сз} \quad (16)$$

где $I_{кз.min}^{(2)}$ - ток двухфазного металлического к.з. в зоне действия защиты (точка К2, рис. 125, а).

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 704,2 = 609,1 \text{ A};$$

$$k_q = 609,1 / 248,04 = 2,46 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности больше требуемого ПУЭ, поэтому расчет защиты с ре-
ле типа РНТ-560 можно продолжить.

Определение числа витков обмоток БНТ приведено в табл. 2. Основная сторона 115,
т.к. $3,47 > 2,1$ (табл. 1).

Критерием окончания расчета служит сравнение токов $I_{ср.осн}$ ш. 10 и 3 табл. 2 и зна-
чение коэффициента отстройки ($k_{отс}$). Если $I_{ср.осн}$ (ш. 10) $> I_{ср.осн}$ (ш. 3) более, чем на 5%
или $k_{отс} < 1,3$, то необходимо провести коррекцию числа витков, уменьшив $W_{осн}$ на 1 виток.
Расчет повторить с п. 2. Если $W_{осн} < 8$, то необходимо изменить коэффициенты трансформа-
ции трансформаторов тока, увеличив их для снижения вторичных номинальных токов и $I_{ср}$.

Окончательное определение коэффициента чувствительности

$$k_q = 609,1 / 256,9 = 2,37 > 1,5.$$

Рассмотренная защита может быть
использована для защиты двухобмоточного
трансформатора, т.к. имеет достаточную
чувствительность.

Расчет защиты трансформатора с
расширенной вторичной обмоткой анало-
гичен расчету защиты двухобмоточного
трансформатора. Отличие заключается
только в определении токов внешнего к.з.
При расчете $I_{кз}$ нужно учесть следующие
возможные режимы работы (рис. 126).

Для случая, представленного на
рис. 126, а:

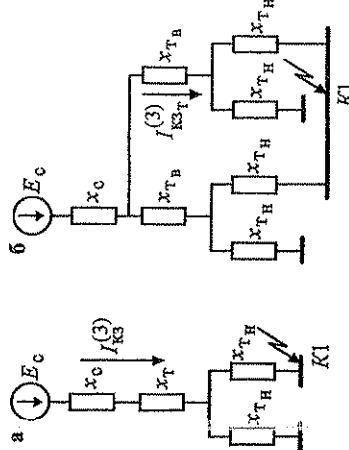


Рис. 126. Пример расчета токов к.з. для
трансформатора с расширенной обмоткой:
а) раздельная работа; б) параллельная работа

$$x_T = \frac{U_k \% \cdot U_6^2}{100 S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 86,8. \quad (15)$$

Расчет первичных токов и вторичных токов в плечах защиты приведен в табл. 1.

Таблица 1

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
1. Первичный ток на стороне защищаемого трансформатора, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном}}$	115 кВ 16000 $\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,4$ 11 кВ $\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 840,7$
2. Схема соединения трансформаторов тока	-	Δ
3. Коэффициент трансформации трансформаторов тока	n_T	200/5
1. Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{ном.в} = \frac{I_{ном} \cdot k_{ск}}{n_T}$	80,4 $\frac{80,4 \cdot \sqrt{3}}{200/5} = 3,47$ 200/5 $\frac{840,7 \cdot 1}{200/5} = 2,1$

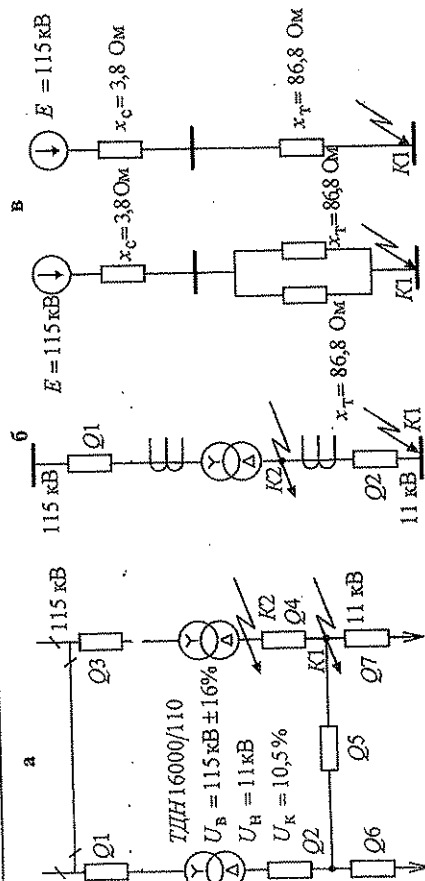


Рис. 125. Пример расчета дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора:
а - параллельная работа; б - раздельная работа; в - схемы замещения

Ток внешнего к.з. в точке К1 (см. рис. 125, в) при раздельной работе

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (86,8 + 3,8)} = 733,7 \text{ А.}$$

Ток внешнего к.з. в точке К1 (см. рис. 125, а) при параллельной работе

$$I_{к3}^{(3)} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot \left(3,8 + \frac{86,8}{2} \right)} = 1408,3 \text{ А.}$$

$$\text{Ток через трансформатор } I_{к3}^{(3)} = \frac{1408,3}{2} = 704,2 \text{ А.}$$

Предварительное определение первичного тока срабатывания защиты производится по формулам (3) и (4).

$$\Delta t = t_1 - t_2 = t_{отк.Q_2} + t_{погр.заш_2} + t_{погр.заш_1} + t_{зап.}$$

Величина Δt зависит в основном от $t_{отк.Q_2}$ и погрешностей реле К1 в схемах защиты. Принимаются для МТЗ с независимой характеристикой 0,35 ÷ 0,6 с.

МТЗ с зависимой выдержкой времени выполняется с помощью индукционных реле серии РТ-80. Время замыкания контактов их зависит от величины тока, протекающего по катушкам реле. Чем больше ток, тем быстрее сработает реле. Для расчета времени действия защиты 1 на границе зоны действия (точка К1) необходимо знать время действия защиты 2

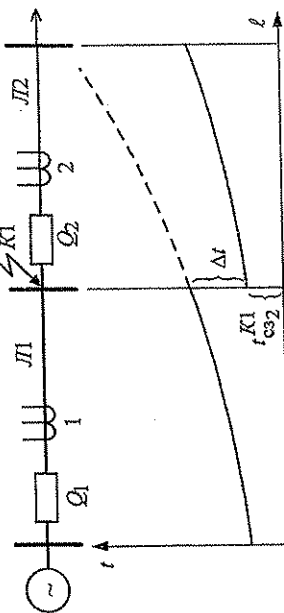


Рис. 15. Согласование МТЗ с зависимой выдержкой времени

Определение $t_{сз1}^{K1}$ производится по расчетным кривым для реле серии РТ-80. Требования селективности действия для данного вида защиты может быть сформулировано следующим образом: время действия защиты 1 $t_{сз1}^{K1}$ должно быть больше, чем $t_{сз2}$ на том участке сети, где возможна совместная работа этих защит, т.е. на линии Л2.

Из рисунка 15 очевидно, что данный принцип выполняется. Существенным преимуществом МТЗ с зависимой выдержкой времени является то, что большее значение $I_{к3}$ отключается с меньшей выдержкой времени, что характерно для головных участков сети с односторонним питанием.

Реле типа РТ-80 более сложные и дорогостоящие по сравнению с реле типа РТ-40. Использование МТЗ с зависимой характеристикой времени целесообразно, когда необходимо снизить время отключения короткого замыкания на головном участке защищаемой сети. Так, из сопоставления времен срабатывания МТЗ с независимой и зависимой характеристикой по рис. 14 и 15 видно, что на питающей линии Л1 время отключения к.з. в начале линии при использовании МТЗ с зависимой характеристикой существенно снижается. Зависимые характеристики используются во всех устройствах цифровых МТЗ.

МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению. В сильно нагруженных линиях $I_{нагр.макс}$ мало отличается от $I_{кз.мин}$, что приводит к низкому значению k_f . Для величин

значения k_f принимают МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению. Для сложных защит в качестве входных параметров могут использоваться несколько воздействующих величин (см. рис. 2). Сигнал Z_1 на выходе пускового органа появляется, если одновременно существуют сигналы на выходе пускового органа по току (X_1) и пускового органа по напряжению (X_2). Пусковые органы данной МТЗ фиксируют одновременное изменение двух параметров: резкое увеличение тока и резкое снижение напряжения, что характерно для режима к.з. Применение пуска по напряжению позволяет улучшить отстройку защиты от токов максимальной нагрузки.

В режимах перегрузки ток увеличивается, а напряжение практически не изменяется, а при к.з. происходит резкое увеличение тока и снижение напряжения, поэтому используют в

6. Определяется число витков обмотки БНТ реле, соответствующее току срабатывания защиты $I_{сз}$, для основной стороны

$$W_{\text{осн.р}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}} \quad (11)$$

где $F_{\text{ср}}$ - магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле; для реле серии РНТ-560 $F_{\text{ср}} = 100 \text{ А} \cdot \text{В}$; $I_{\text{ср.осн}}$ - ток срабатывания реле, отнесенный к основной стороне, определяется приведением первичного тока срабатывания защиты ко вторичным цепям трансформатора тока основной стороны.

За основную принимается сторона, которой соответствует наибольший из вторичных номинальных токов в плечах защиты (т.к. при этом в общем случае ток $I_{н.рас}$ получается меньше), или сторона основного питания (т.к. это несколько упрощает расчеты по чувствительности). Последнее целесообразно в случаях, когда вторичные токи в плечах защиты близки по значению.

Число витков обмотки БНТ реле серии РНТ-560 для основной стороны не должно быть меньше 8, т.е. $W_{осн} = 8$.

Числа витков обмотки БНТ реле, соответствующие току срабатывания защиты $I_{сз}$, для других (неосновных) сторон защищаемого трансформатора определяются по условию равенства нулю результирующей МДС в БНТ реле при нагрузочном режиме и внешних к.з. Это достигается при

$$I_{\text{OCH.B}} \cdot W_{\text{OCH}} = I_{\text{B}} \cdot W_{\text{I}_D}, \quad (12)$$

где $I_{ос.в.}$, $I_{г}$ - вторичные токи в плечах защиты для основной и неосновной сторон в нормальном режиме; $W_{осч}$ - принятое число витков обмотки БНТ реле для основной стороны. Отсюда следует:

$$W_{I_p} = W_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{\text{осн.в.}}}{I_{I_p}}. \quad (13)$$

В случаях, когда число витков $W_{\Gamma p}$ получается дробным, принимается ближайшее целое число витков, а расчет уточняется за счет учета составляющей тока небаланса $I_{\text{нб.рас}}^{\text{III}}$ (см. п. 4.2. е).

7. Определяется первичный уточненный ток небаланса $I_{\text{нб.рас}}$ (с учетом $I_{\text{нб.рас}}'''$).

8. Определяется ток срабатывания защиты, соответствующий принятому числу витков БНТ реле для основной стороны.

9. Результаты расчетов в шп. 6-8 заносятся в таблицу.

10. Определяется чувствительность защиты по выражению (10) и уточненному току обрабатывания защиты.

18.2. Расчет дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора

В примере дан расчет дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора 115/11 кВ мощностью 16 МВА, $S_{\text{кз с.сет.}} = 3500 \text{ МВА}$.

Сопротивления, приведенные к стороне высшего напряжения, указаны в $[Om]$ (рис. 125).

Параметры схемы замещения

$$x_c = \frac{U_6^2}{S_{\text{кз. сист}}} = \frac{115^2}{3500} = 3,8; \quad (14)$$

66

качестве пусковых органов реле, срабатывающие при увеличении тока, и реле минимального напряжения, срабатывающие при значительном снижении напряжения. В данном случае $I_{сз}$ можно определять по току нормального рабочего режима без учета перегрузки

$$I_{c3} = \frac{k_H}{k_R} \cdot I_{\text{раб.норм.}}$$

Напряжение срабатывания выбирается по условию недействия при допустимых посадках напряжения

$$U_{c3} = \frac{U_{\text{раб. min}}}{k_H \cdot k_B}, \quad \text{где } k_H = 1,1 \div 1,3; \quad k_B = 1,15;$$

$$U_{\text{раб.мин}} = 0,95 U_{\text{НОМ}}.$$

Также необходима проверка по условию обеспечения самозапуска асинхронных двигателей, которые тормозились при снижении напряжения, происходящего при внешнем КЗ. Рекомендуется принимать $U_{c3} = (0,5 + 0,6)U_{ном}$.

Из двух значений $U_{сз}$ необходимо принять

Схема МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению имеет два пусковых органа, контакты которых включены последовательно (рис. 16).

На рисунке 17 приведены способы выполнения пусковых органов напряжения.

В схеме на рис. 17, а пусковой орган минимального напряжения выполнен с помощью трех реле минимального напряжения, включенных на линейные напряжения, и реле напряжения нулевой последовательности реле К/4. Последнее работает при возникновении к.з. на землю.

Наиболее часто используется комбинированный пуск по напряжению. Схема его приведена на рис. 17, б, где ZV - фильтр напряжений обратной последовательности.

Данный способ выполнения пуска обладает лучшей чувствительностью при двухфазных к.з., так как при данном виде к.з. напряжение на выходе фильтра (ZF) резко увеличивается по сравнению с нормальным режимом, работает KVI и снимается питание с реле K12, которое подает питание на контакты токовых реле K4:

$$U_{\text{сз ку}} = k_{\text{н}} \cdot U_{\text{неб.фильтра}} = 0,06 U_{\text{ном.}}$$

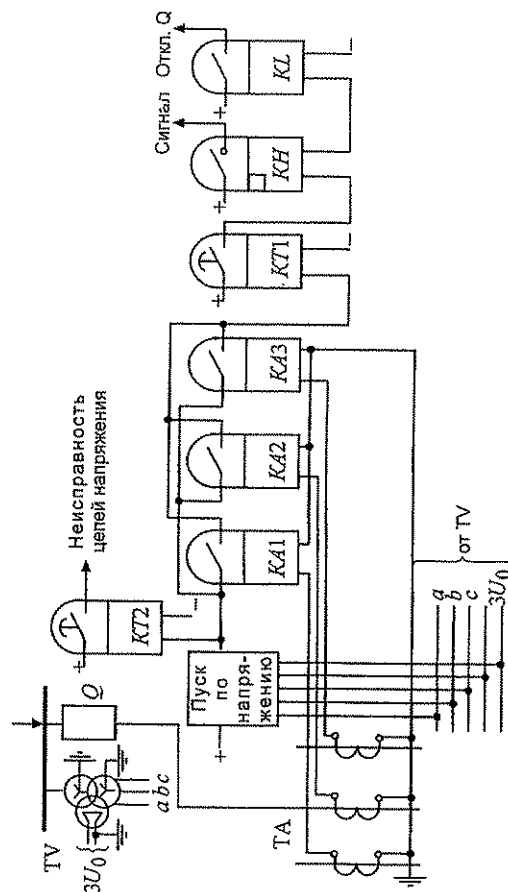


Рис. 16. Схема трехфазной МТЗ с пуском (блокировкой) по напряжению

$$I_{сз} \geq k_n \cdot I_{ном.тр}, \quad k_n = 1,3. \quad (3)$$

4.2. Условие отстройки от расчетного максимального первичного тока небаланса $I_{нб.рас}$ при внешних к.з. в дифференциальной обмотке

$$I_{сз} \geq k_n \cdot I_{нб.рас}; \quad (4)$$

$I_{нб.рас}$ может быть определен как

$$I_{нб.рас} = I'_{нб.рас} + I''_{нб.рас} + I'''_{нб.рас}, \quad (5)$$

где $I'_{нб.рас}$ - составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока; $I''_{нб.рас}$ - составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора под нагрузкой; $I'''_{нб.рас}$ - составляющая, обусловленная неточностью установки на БНТ реле

расчетных чисел витков для неосновных сторон:

$$а) I'_{нб.рас} = k_{апер} \cdot k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{кз.мах}^{(3)} \quad (6)$$

где $I_{кз.мах}^{(3)}$ - периодическая составляющая тока, проходящего через защищаемую зону, при расчетном внешнем к.з.; f_i - относительная погрешность трансформатора тока, принимается равной 0,1, т.к. трансформаторы тока выбираются по кривым 10% погрешности; $k_{одн}$ - коэффициент однородности трансформаторов тока, $k_{одн} = 1$, если трансформаторы тока, к которым подключено реле, разные и $k_{одн} = 0,5$, если трансформаторы тока одинаковые; $k_{апер}$ - коэффициент аперичности, учитывает аперичность составляющую тока (переходный режим), для РНТ и ДЗТ принят равным 1, т.к. в реле входят БНТ, производящие отстройку от аперичности составляющей тока к.з.;

$$б) I''_{нб.рас} = \Delta N_1 \cdot I_{кз.мах}, \quad (7)$$

где $I_{кз.мах}$ - периодическая составляющая тока, проходящая при расчетном внешнем к.з. по стороне, где происходит регулирование; ΔN_1 - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на защищаемом трансформаторе, принимается равной половине суммарного диапазона регулирования на соответствующей стороне;

$$в) I'''_{нб.рас} = \left| \frac{W_{1p} - W_1}{W_{1p}} \right| \cdot I_{кз.мах}, \quad (8)$$

где W_{1p} - расчетное число витков обмоток БНТ реле для неосновной стороны; W_1 - принятое число витков обмоток БНТ реле для неосновной стороны; $I_{кз.мах}$ - значение периодической составляющей тока к.з., проходящего при расчетном внешнем к.з. через защиту;

г) в предварительном расчете первичный ток срабатывания выбирается по отстройке от

$$I_{нб.рас} = I'_{нб.рас} + I''_{нб.рас}. \quad (9)$$

4.3. Больше из двух значений, полученных в пп. 4.1 и 4.2, принимается за расчетное.

5. Производится предварительная проверка чувствительности. Для этого определяется первичный ток к.з. на выходах защищаемого трансформатора в предположении, что весь ток повреждения проходит по одной из сторон трансформатора

$$k_4 = I^{(2)}_{кз.мин} / I_{сз}. \quad (10)$$

Если полученное значение $k_4 \geq 1,5$, то расчет защиты, выполненной с реле серии РНТ-560, следует продолжить.

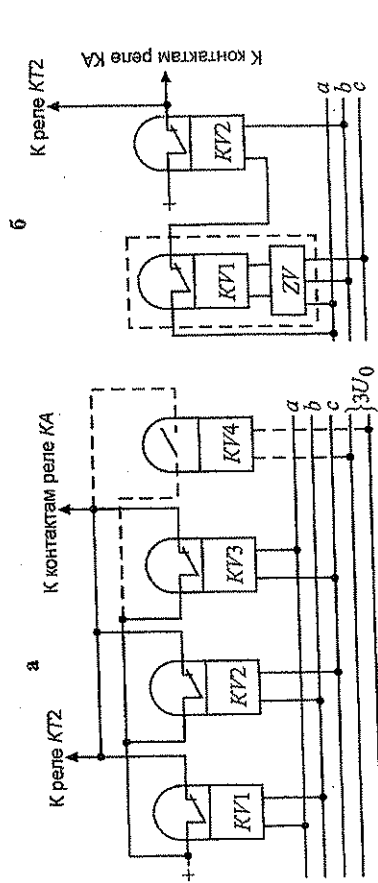


Рис. 17. Способы выполнения пуска по напряжению:

а - пуск минимального напряжения; б - комбинированный пуск

При трехфазных к.з. реле KV1 не работает, т.к. напряжения обратной последовательности нет. На обмотку реле KV2 подано напряжение U_{ab} , и реле KV2 может сработать, если $U_{кз} \leq U_{сзKV2}$. При $U_{кз} > U_{сзKV2}$ защита не работает. Правила расчета $U_{сз}$ для реле KV2 такие же, как для реле минимального напряжения в схеме, приведенной на рис. 17, а. Величина $U_{кз}$, подводимого к реле KV2 при трехфазном к.з., зависит от места его возникновения. При к.з., близких к месту установки защиты, $U_{кз}$ снижается практически до нуля и реле KV2 срабатывает.

Качество защиты оценивается по k_4 токового и k_4 напряженного органов:

$$k_{4т} = I_{кз.мин} / I_{сз}; \quad k_{4н} = U_{сз} / U_{ост},$$

где $U_{ост}$ - напряжение в месте установки защиты при трехфазном к.з. в конце защищаемой зоны. Защита пригодна к установке, если $k_{4т} \geq 1,5$; $k_{4н} \geq 1,5$.

Согласование выдержек времени проводится так же, как и для обычной МТЗ.

4. НАПРАВЛЕННЫЕ МТЗ

В сетях с двухсторонним питанием с помощью обычных МТЗ не удается обеспечить селективное отключение поврежденного участка сети. Например, при к.з. в точке K1 (рис. 18) $t_{с2} > t_{с3}$, а при к.з. в точке K2, наоборот, $t_{с2} < t_{с3}$. Такие противоречивые требования нельзя выполнить с помощью обычной МТЗ. Отличить место возникновения к.з. можно, если контролировать направление мощности к.з. S_k . При к.з. в точках K1 и K2 направление S_k изменяется для защиты 3 и 2. Так, при к.з. K1 S_{K1} направлена в сторону защищаемой линии, данное направление называется «от шин в линию». Следовательно, при мощностной защите через защиту в направлении «от шин в линию», защита должна работать. При выполнении мощности направления «из линии к шинам», то защита не должна работать. При выполнении данных условий к.з. K1 будут отключаться защитами 3 и 4, а к.з. K2 - защитами 1 и 2.

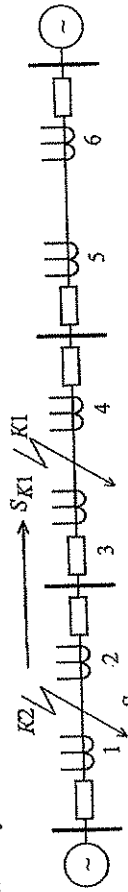


Рис. 18. Принцип действия направленной МТЗ

18. РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Основным оборудованием подстанции и наиболее характерным с точки зрения расчета защит является трансформатор.

В методических указаниях приведены примеры расчета дифференциальной защиты для двухобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой. Защиты рассчитаны на реле РНТ-560 и ДЗТ-11 как наиболее распространенные в защитах трансформаторов в настоящее время.

Приведены примеры расчета МТЗ с пуском по напряжению и защиты от перегрузки.

18.1. Дифференциальная токовая защита трансформаторов, выполненная с реле серии РНТ-560

Ниже даны основные указания по расчету дифференциальной токовой защиты, выполненной на реле серии РНТ-560 (типов РНТ-565 и РНТ-566), применительно к двухобмоточным трансформаторам.

1. Составляется схема замещения трансформатора и определяются все параметры схемы замещения системы электроснабжения. Электрическая система учитывается эквивалентным сопротивлением.
2. Определяются первичные токи ($I_{ном}$) для всех сторон запитываемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты I_{II} , I_{IV} , I_{III} , исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока n_T . Коэффициент n_T выбирается с учетом параметров используемого оборудования, его грузочной способности, требований релейной защиты и схемы соединения трансформаторов тока.
3. Определяются первичные максимальные токи короткого замыкания, проходящие через защищаемый трансформатор при внешних и внутренних коротких замыканиях (к.з.) на его сторонах.

Внешнее к.з. - к.з. на шинах НН (для понижающего трансформатора) или ВН (для повышающего трансформатора). В рассматриваемом примере $I_{к.з.макс}$ рассчитывается для к.з. на шинах НН (точка К1) при раздельной и параллельной работе трансформаторов (рис. 124).

Внутреннее к.з. - к.з. на выводах НН или ВН защищаемого трансформатора. Для рассматриваемого трансформатора (рис. 124) внутреннее к.з. соответствует к.з. в точке К2. Значение $U_6 = U_{вн}$ защищаемого трансформатора. Сопротивления трансформатора и системы, а также токи к.з. приведены к U_6 .

Для трансформатора учитывается только реактивное сопротивление

$$x_{тр(Ом)} = \frac{U_{к\%} \cdot U_6^2}{100 \cdot S_{ном}}; \quad (1)$$

$$I_{кз(А)}^{(3)} = \frac{U_6}{\sqrt{3} \cdot x_{кз}}; \quad (2)$$

где $x_{кз}$ - полное сопротивление от источника ЭДС до точки к.з. При наличии двух трансформаторов на подстанции ток к.з. рассчитывается для случая раздельной и параллельной работы трансформаторов.

4. Первичный ток срабатывания защиты $I_{сз}$ выбирается по следующим условиям

4.1. Условие отстройки от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжение

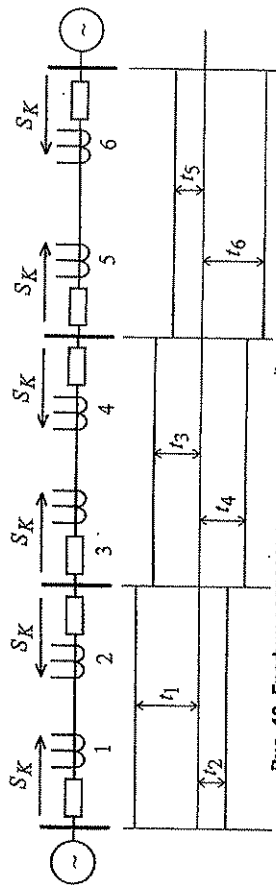


Рис. 19. График согласования времени действия направленной МТЗ

Время действия должно согласоваться между собой у защит, работающих от тока к.з. одного источника, и увеличение времени происходит по мере приближения от потребителя к тому источнику, от которого работает данная защита. График согласования защит приведен на рис. 19. В соответствии с изложенными выше правилами между собой согласуются защиты 1, 3, 5 и 2, 4, 6: $t_1 = t_3 + \Delta t$, $t_3 = t_5 + \Delta t$, $t_5 = t_4 + \Delta t$, $t_4 = t_2 + \Delta t$.

Направление мощности S_K , при котором должна работать каждая защита, указано на рис. 19. Величина $I_{сз}$ определяется, как для обычных МТЗ:

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} \cdot k_{сз} \cdot I_{нагр.макс.}$$

Неизменными по сравнению с МТЗ остаются и правила определения k_H .

Упрощенная схема направленной МТЗ представлена на рис. 20. Сигнал на отключение подается только при условии увеличения тока $I_{к.з.} > I_{сз}$ и направлении мощности S_K , соответствующем к.з. на защищаемой линии. Изложенное выше требование обеспечивается последовательным соединением контактов токового реле КА и реле направления мощности КИ.

Определение направления мощности выполняется с помощью реле направления мощности. Конструкция индукционного реле направления мощности приведена на рис. 21.

Реле состоит из магнитопровода (1) набранного из шихтованной стали, и имеет 4 выступающих внутрь полюса. Между полюсами расположен подвижный якорь (2) с укрепленными на нем подвижными контактами (3). Реле имеет две обмотки - четырехсекционную (W_1) обмотку напряжения и двухсекционную (W_2) токовую. Токи, протекающие по обмоткам, создают магнитные потоки Φ_T и Φ_H , сдвинутые в пространстве на угол 90° (см. рис. 18). Они приводят в движение якорь, величина электромагнитного момента M_3 определяется по выражению

$$M_3 = k \Phi_T \Phi_H \sin j,$$

где j - угол между магнитными потоками Φ_T и Φ_H .

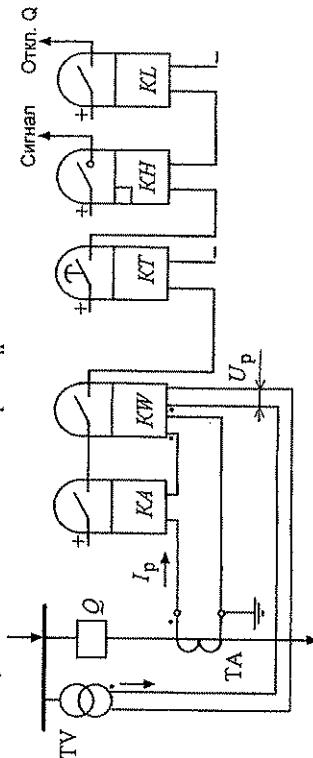


Рис. 20. Упрощенная схема направленной МТЗ

поставленными в выступающее положение. При этом риски на торцах головок переключателей будут направлены в сторону выбранных чисел.

$$\text{Для реле РСТ-13-19-1-УХЛ4: } I_{\text{мин}} = \frac{1}{4} \cdot 6 = 1,5 \text{ А.}$$

Если нужно выставить уставку срабатывания реле, например, в 4,5 А, то выступающие положения должны занять переключатели SB3 и SB5. В этом случае (рис. 123):

$$I_{\text{уст}} = 1,5 \cdot [1 + (0,4 + 1,6)] = 4,5 \text{ А.}$$

Реле максимального (РСН14, РСН15) и минимального (РСН16, РСН17) напряжения. По своему устройству реле серий РСН14–РСН17 подобны реле РСТ, только вместо датчика тока в них установлен датчик напряжения.

У реле минимального напряжения изменено подключение входных выводов ОУ, а датчик в схему компаратора А1. У таких реле опорное напряжение подается на Н-вход ОУ, а напряжение от датчика напряжения поступает на И-вход. Поэтому при подаче на реле нормального напряжения выходное реле остается в отпавшем положении. Оно срабатывает, когда поданное напряжение падает ниже напряжения уставки, определенной значением опорного напряжения.

Реле серий РСН14 и РСН16 рассчитаны на питание постоянным оперативным током 220 В, а серии РСН15 и РСН17 – переменным током. За номером серии следует двузначное число, которое отражает рабочую частоту реле. Ниже дана расшифровка этих чисел: первый приводится рабочий частота, за ней – диапазон уставок и в конце – номинальное напряжение (вторые значения диапазона уставок и $U_{\text{ном}}$ указываются в скобках):

23	–	50 Гц	12–30	20–60 В	30 (60) В
50	–	60 Гц	12–30	20–60 В	30 (60) В
25	–	50 Гц	15–37,5	30–75 В	100 (200) В
52	–	60 Гц	15–37,5	30–75 В	100 (200) В
28	–	50 Гц	40–100	80–200 В	100 (200) В
55	–	60 Гц	40–100	80–200 В	100 (200) В
30	–	50 Гц	50–125	100–250 В	120 (240) В
57	–	60 Гц	50–125	100–250 В	120 (240) В
33	–	50 Гц	80–200	160–400 В	200 (400) В
39	–	60 Гц	80–200	160–400 В	200 (400) В

Реле типов серий 25, 52, 30 и 57 выпускаются только как реле максимального напряжения, т.е. в сериях РСН14 и РСН15. У реле максимального напряжения коэффициент возврата не ниже 0,90, а минимального не выше 1,10. Заданная уставка по напряжению срабатывания устанавливается с помощью кнопочных переключателей, введенных на лицевую плату реле. Уставка реле выражается следующим образом:

$$U_{\text{уст}} = U_{\text{мин}} \left(1 + \sum \right) \text{ В,}$$

где \sum – сумма чисел на шкале уставок, переключатели у которых поставлены в выдвинутое положение и риска на торце головки расположена горизонтально. Числа на шкале уставки – 0,8; 0,4; 0,2; и 0,1 – показывают, что заданная уставка может быть установлена с точностью до $0,1U_{\text{мин}}$, где $U_{\text{мин}}$ – минимальная уставка выбранного диапазона. Мощность, потребляемая реле, составляет (0,1–0,8) В.

Если в выдвинутое положение поставить все переключатели реле, то будет установлена максимальная уставка по напряжению. Так, например, для реле серии РСН15-28-1-УХЛ4:

$$U_{\text{уст}}^{\text{макс}} = 40 \cdot [1 + (0,8 + 0,4 + 0,2 + 0,1)] = 100 \text{ В.}$$

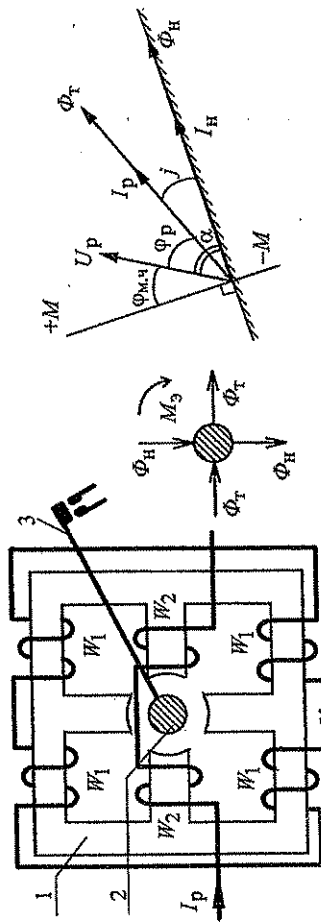


Рис. 21. Индукционное реле направления мощности

Рис. 22. Векторная диаграмма реле направления мощности

Поясним работу реле с помощью векторной диаграммы (рис. 22). Построение начинаем с U_p и I_p , угол φ_p между которыми зависит от параметров сети, в которую подключено реле. Ток, протекающий по обмотке напряжения, обозначим I_H . Угол между I_H и U_p , обозначенный как α , является внутренним углом реле. Он зависит от параметров обмотки напряжения. Величина $\Phi_T \approx I_p$, а $\Phi_H \approx I_H U_p$, т.е. выражение для M_3 можно записать следующим образом: $M_3 = k_1 I_p U_p \sin j$. Направления Φ_T и Φ_H принимаем совпадающими с соответствующими токами. Тогда из анализа векторной диаграммы следует $j = \alpha - \varphi_p$ и

$$M_3 = k_1 I_p U_p \sin(\alpha - \varphi_p) = k_2 S_p, \text{ где } S_p = I_p U_p \sin(\alpha - \varphi_p).$$

Величина $M_3 > 0$, если $\sin(\alpha - \varphi_p) > 0$, т.е. $0 < \alpha - \varphi_p < 180^\circ$. И $M_3 < 0$, если $180^\circ < \alpha - \varphi_p < 360^\circ$. Таким образом, линия, совпадающая по направлению с I_H , делит плоскость на две части, где $M_3 > 0$ и $M_3 < 0$. Она называется линией изменения знака момента. Перпендикуляр к ней $(+M-M)$ соответствует максимальному значению M_3 , так как $\alpha - \varphi_p = 90^\circ$. Угол φ_p , при котором момент достигает максимального значения, называется углом максимальной чувствительности ($\varphi_{м.ч.}$). Это наиболее выгодный угол для работы реле направления мощности. При установке реле направления мощности в схему защиты нужно стремиться, чтобы величина $\varphi_{кз}$ – угла между $I_{кз}$ и $U_{кз}$ при расчетных к.з. на защищаемой линии – была как можно ближе к $\varphi_{м.ч.}$ т.к. по мере удаления от него уменьшается величина M_3 и ухудшаются условия работы реле. При направлении тока «из шин в линию» $\sin(\alpha - \varphi_p) > 0$, M_3 также положителен и реле мощности замыкает свои контакты. Если направление тока «из линии в шину», то угол φ_p изменится на 180° и $\sin(\alpha - \varphi_p)$ становится отрицательным. Контакты реле мощности при этом не замыкаются.

Промышленностью выпускаются реле, имеющие различные значения α ($30^\circ, 45^\circ, 60^\circ$). Направленные защиты имеют мертвую зону при возникновении трехфазных к.з. в месте установки защиты, т.к. M_3 реле мощности равен 0, поскольку $U_p = 0$ при данном виде к.з. Реле направления мощности при этом не работает.

Кроме индукционного существуют другие принципы выполнения реле направления мощности, а именно реле, выполненные на основе схем сравнения, и реле на время-импульсном принципе. Для всех реле направления мощности стандартными являются следующие характеристики.

1. Минимальное значение мощности, при котором срабатывает индукционное реле, $S_{\text{ср. min}} = 0,2 \div 4 \text{ В} \cdot \text{А}$. Эта мощность и создаваемый реле электромагнитный момент необходимы для преодоления механических моментов сопротивления существующих индукционных реле.

2. Характеристика чувствительности $U_{\text{ср}} = f(I_p)$ при $\varphi_p = \varphi_{\text{м.ч}}$. Вид характеристики приведен на рис. 23. Практически неизменное $U_{\text{ср}}$ при большом значении I_p объясняется насыщением стали магнитопровода реле.

3. Угловая характеристика $U_{\text{ср}} = f(\varphi_p)$ при $I_p = \text{const}$. Данная характеристика приведена на рис. 24 при условии, что угол $\alpha = 45^\circ$, $\varphi_{\text{м.ч}} = 315^\circ$.

Вид зависимости можно получить, преобразовав выражения для M_3 следующим обра-

$$\text{зом: } U_p = \frac{M_3}{k I_p \sin(\alpha - \varphi_p)}$$

$$\text{Условие для срабатывания реле } U_{\text{ср}} = \frac{M_{3\text{ср}}}{k I_p \sin(\alpha - \varphi_p)}$$

Если учесть, что $k > 0$, $I_p > 0$, $M_{3\text{ср}} = \text{const}$, то величина $U_{\text{ср}}$ определяется значением $\sin(\alpha - \varphi_p)$: при $\alpha = \varphi_p \sin(\alpha - \varphi_p) = 0$ и $U_{\text{ср}} \rightarrow \infty$, при $\varphi_p = \varphi_{\text{м.ч}}$, $\sin(\alpha - \varphi_p) = 1$ и $U_{\text{ср}} = U_{\text{ср. min}}$.

Данная характеристика позволяет определить желательные значения углов φ_p для наилучших условий его срабатывания.

Анализ угловой характеристики позволяет заметить, что при некотором значении φ_p величина M_3 мала и реле направления мощности может не сработать, что приводит к отказу действия защиты. Для того чтобы, по возможности, избежать этой ситуации для защиты от определенного вида к.з. (междуфазных и однофазных), используют различные схемы включения реле направления мощности. Схемой включения называется сочетание фаз тока и напряжения, подводимых к реле. Требования к схемам включения заключаются в правильной работе реле при всех видах к.з. и подведении к реле наибольшей мощности при к.з. Для этого реле направления мощности должно включаться на такое напряжение, которое при близ-

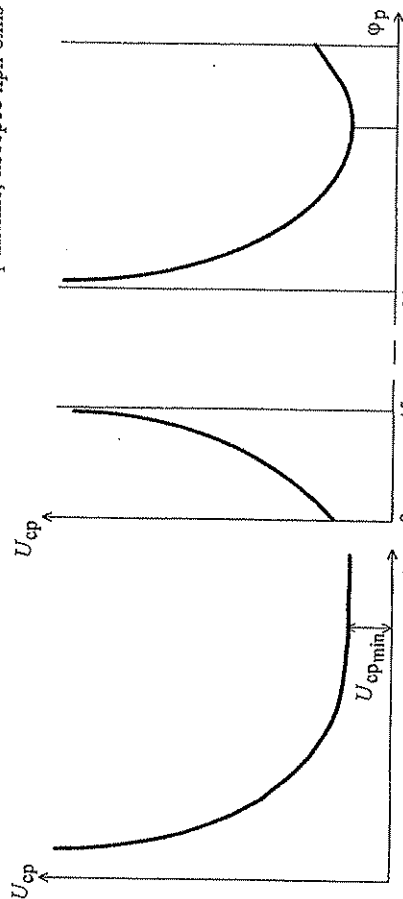


Рис. 23. Характеристика чувствительности

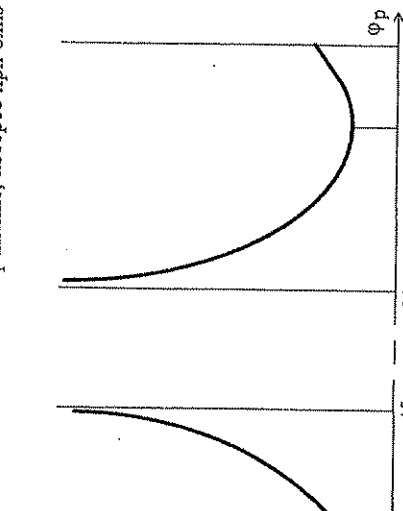


Рис. 24. Угловая характеристика

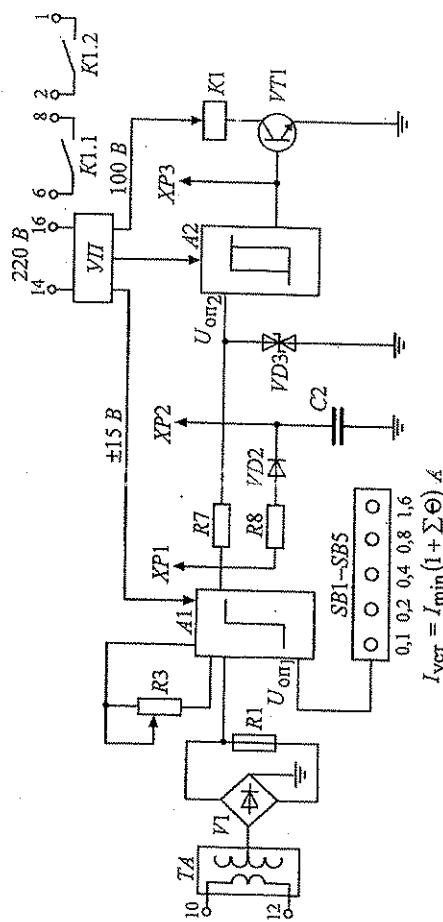


Рис. 123. Структурная схема реле тока серии РСТ-13

ется вид климатического исполнения реле: УХЛ4 - для умеренного климата и 04 - для тропических условий. Пример условного обозначения: РСТ-13-19-1-УХЛ4. Это реле относится к реле максимального тока, предназначенных для использования в сетях 50 Гц на объектах с постоянным оперативным током 220 В, наибольшая уставка по току 6 А, с передним подключением проводов, реле должно работать в условиях умеренного климата. Структурная схема реле РСТ-13 приведена на рис. 123.

Измерительным узлом реле является промежуточный трансформатор тока ТА, а узлом формирования служит выпрямительный мост V1. Преобразующей частью УС является одно-пороговый компаратор А1, который используется одновременно как первая ступень сравнения, определяющая ток срабатывания реле - поступающий сигнал сравнивается с заданным опорным напряжением. Для установки опорного сигнала, с помощью которого задается уставка реле, предусмотрены пять переключателей уставок SB1-SB5. ими шунтируется часть резисторов, образующих делитель напряжения, питающийся от БП $\pm 15 \text{ В}$. При размыкании переключателей изменяется доля напряжения, подаваемая на вход компаратора.

Выходной сигнал компаратора А1 поступает на следующую ступень сравнения - времязадающую цепочку, состоящую из резисторов R7, R8, диода VD2, конденсатора C2 и стабилизатора VD3. Пороговым элементом этой цепочки и одновременно исполнительной частью УС служит триггер Шмита А2.

Узел выхода реле состоит из транзистора VT1 и выходного электромагнитного реле РП-13 на рабочее напряжение 110 В. В компараторе А1 и триггере Шмита используются ОУ типа К140УД7.

Коэффициент возврата реле РСТ превышает значение 0,9, а время действия при $1,2 I_{\text{ср}}$ составляет не более 60 мс, а при $3 I_{\text{ср}}$ - 35 мс. Предельный ток, размыкаемый контактами реле, не должен превышать 1 А на постоянном токе и 2 А на переменном. Мощность, потребляемая реле из сети оперативного тока, составляет 7 Вт.

Чтобы выставить заданный ток срабатывания реле, нужно с помощью отвертки поставить соответствующие переключатели SB1-SB5 в выступающее положение. Ток уставки равен

$$I_{\text{уст}} = I_{\text{min}} (1 + \sum \Theta), \text{ А,}$$

где I_{min} - минимальный ток уставки, равный $1/4$ значения тока, соответствующего второму числу в условном обозначении реле; $\sum \Theta$ - сумма числа, нанесенных под переключателями,

ких к месту установки защиты к.з. не снижается до нуля, а также на такие токи и напряжения, чтобы при к.з. угол сдвига φ не достигал того значения, при котором $M_3 = 0$.

Условие $U_p \neq 0$ невыполнимо при близких трехфазных к.з., угол сдвига φ при выборе удачно, если проанализировать векторную диаграмму реле, изменение угла φ при возможных к.з. и выбранную схему включения реле направления мощности.

В современных защитах применяются две схемы включения: двенадцатиградусная и тридцатиградусная, названные так по величине угла между током и напряжением, подводимым к реле. Ниже приведены токи и напряжения, подводимые к реле направления мощности по этим схемам.

90° схема		30° схема	
I_p	U_p	I_p	U_p
I_A	U_{BC}	I_A	U_{AC}
I_B	U_{CA}	I_B	U_{BA}
I_C	U_{AB}	I_C	U_{CB}

Анализ схем включения показывает, что 90° схема наиболее пригодна для реле с внутренним углом $\alpha = 30^\circ$ и $\alpha = 60^\circ$, а 30° схема - для реле с углом $\alpha = 90^\circ$.

В заключение отметим основные достоинства и недостатки МТЗ. К достоинствам можно отнести простоту схемы, принципа действия и алгоритмов работы, а также относительно невысокую стоимость. Основной недостаток заключается в наличии выдержек времени при отключении к.з., при этом чем больше ток $I_{кз}$, тем больше выдержка времени. Исключение составляют защиты с зависимыми от тока выдержками времени. Второй недостаток - низкий коэффициент чувствительности, поскольку $I_{сз}$ определяется по максимальному току самого тяжелого нагрузочного режима. Несколько увеличить значение коэффициента чувствительности позволяет применение МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению в сетях с двусторонним питанием, но наличие реле направления мощности приводит к появлению мертвой зоны защиты.

Направленные МТЗ обеспечивают селективное отключение повреждений в сетях с двусторонним питанием, но наличие реле направления мощности приводит к появлению мертвой зоны защиты.

Области применения МТЗ, направленных МТЗ и МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению рассмотрены в главах 12-15 настоящего пособия.

5. ТОКОВЫЕ ОТСЕЧКИ

Разновидностью токовой защиты являются токовые отсечки (ТО), которые используются в качестве первых ступеней токовых защит. Это защиты, позволяющие мгновенно, без выдержки времени, отключить к.з. в сети. Селективность действия ТО достигается выбором $I_{сз}$. Схемы отсечек очень просты, но

данные защиты имеют ряд существенных недостатков. ТО бывают селективные и неселективные, мгновенного действия и с выдержкой времени, а также направленные и ненаправленные.

Рассмотрим принцип действия мгновенной селективной ТО (рис. 25). Характер изменения $I_{сз}$ в зависимости от $\ell_{кз}$, где $\ell_{кз}$ - расстояние до точки к.з., приведен на графике. $I_{сз}$ можно определить следующим образом:

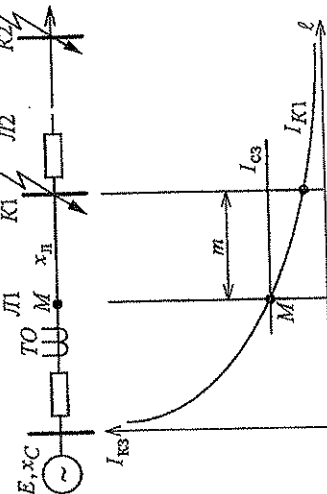


Рис. 25 Принцип действия ТО

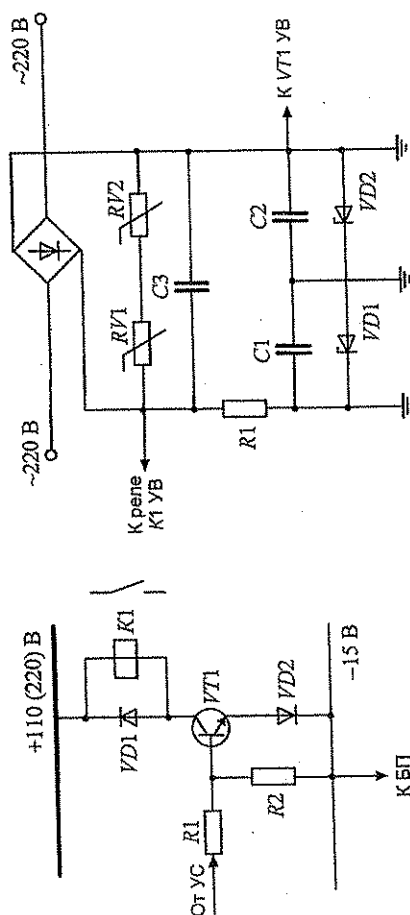


Рис. 121. Схема узлов выхода статических реле защиты

напряжения 220 В поддерживаются с помощью стабилизаторов типа КС515. Параллельно стабилизаторам подключаются конденсаторы, служащие для защиты ОУ от влияния помех, поступающих из сети оперативного тока. Схема узла питания приведена на рис. 122.

Варисторы $RV1$ и $RV2$ типа СН1 защищают реле от перенапряжений со стороны питания (сети). Нелинейные сопротивления (варисторы) ограничивают верхние уровни приходящих волн перенапряжений.

Типы серийных реле защиты

Реле защиты, основные узлы которых выполнены на ОУ или логических ИМС, называются статическими. В число реле, созданных на базе ОУ, входит большая серия реле тока типа РСТ (реле статического тока), реле напряжения типа РСН (реле статическое напряжение), реле тока обратной последовательности типа РТФ (реле тока фильтровое) и реле мощности серии РМ (реле мощности). Одним из наиболее сложных статических реле является комплексное реле сопротивления типа БРЭ-2801, содержащее три однофазных дистанционных органа и предназначенное для использования в качестве измерительного органа дистанционных защит линий и трансформаторов 110-500 кВ.

Статические реле максимального тока серий РСТ-11 - РСТ-14. Эти реле предназначены для использования в качестве измерительных органов токовых защит, работающих как мгновенно, так и с выдержкой времени, если не требуются специальные меры по отстройке защиты от аperiodических составляющих и высших гармоник, которые могут сохраняться в первичных токах защищаемого объекта.

Схема реле выполнена на времяимпульсном принципе, гарантирующем хорошую помехоустойчивость реле и четкую работу при больших кратностях тока повреждения, когда погрешность трансформаторов тока может достигать больших значений (80%).

Реле РСТ-11 и РСТ-12 рассчитаны на питание переменным оперативным током 220 В частотой соответственной 50 Гц и 60 Гц; реле РСТ-13 и РСТ-14 рассчитаны на питание постоянным током 220 В, а их рабочие частоты равны соответственно 50 и 60 Гц.

В условном обозначении реле первым указывается номер серии реле. Рядом с ним располгается двузначное число, обозначающее максимальную уставку по току реле данного типа (исполнения) (семь вариантов типовых исполнений): 04 - на ток 0,2 А; 09 - 0,6 А; 14 - 2 А; 19 - 6 А; 24 - 20 А; 29 - 60 А; 32 - 120 А. Третий знак условного обозначения - цифры 1 или 5. Цифра «1» показывает, что реле собрано для переднего подключения соединительных проводов, а цифра «5» - для заднего подключения проводов. В конце условного обозначения да-

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + x_{\text{кз}})}, \text{ где } x_{\text{кз}} = x_0 \cdot \ell_{\text{кз}}; I_{\text{кз}} = \frac{E}{\sqrt{3}(x_c + \ell_{\text{кз}} \cdot x_0)}.$$

Ток $I_{\text{сз}}$ должен быть выбран так, чтобы защита отключала к.з. на своей линии и не отключала на соседней, т.е. $I_{\text{сз}} > I_{\text{кз}}(K1)$, где $I_{\text{кз}}(K1)$ - максимальное значение $I_{\text{кз}}$ при к.з. в начале следующей ЛЭП; введя k_n , получим $I_{\text{сз}} = k_n I_{\text{кз}}(K1)$, $k_n = 1,2 \div 1,3$. Если рассчитывать защиту по току двухфазного к.з., который меньше, чем ток трехфазного к.з., то возможно не селективное действие токовой отсечки при к.з. на последующей линии. Время действия $t_{\text{сзЛ1}}$ складывается из времени замыкания контактов реле, входящих в схему защиты. В основном это время действия промежуточных реле. Обычно $t_{\text{сз}}$ находится в диапазоне $0,02 \div 0,06$ с (для электромагнитных реле).

Точка М, в которой $I_{\text{кз}} = I_{\text{сз}}$, делит линию Л1 на две части: где $I_{\text{сз}} < I_{\text{кз}}$ - зона работы защиты и, где $I_{\text{сз}} > I_{\text{кз}}$ - «мертвая зона» и защита не работает. Наличие мертвой зоны является самым существенным недостатком ТО. Величина «мертвой зоны» может быть определена графически из исходя из следующего: на границе «мертвой зоны»

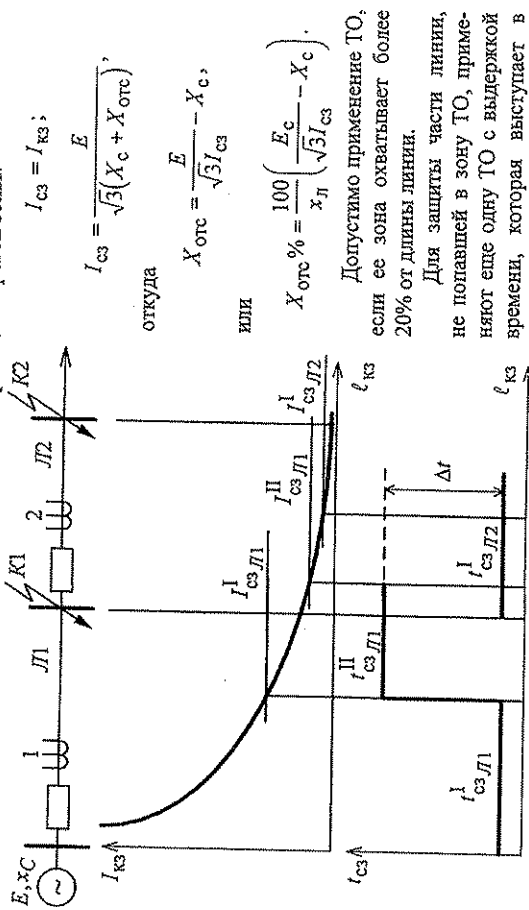


Рис. 26. График согласования ТО с выдержкой времени

линии. Для этого ток срабатывания $I_{\text{сз}}$ согласуют с током срабатывания мгновенной ТО следующей линии (линия Л2):

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

$$k_n = 1,1 \div 1,2;$$

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

$$t_{\text{сзЛ1}}^{\text{II}} = t_{\text{сзЛ2}}^{\text{I}} + \Delta t; \Delta t = 0,5.$$

График согласования защит приведен на рис. 26.

напряжения на выходе А1 вызывает перезаряд конденсатора С1, так как открывается диод VD2. Если уровень $U_{\text{вх}}$ становится выше $U_{\text{оп1}}$ на непродолжительное время (второй и третий полупериоды изменения $U_{\text{вх}}$, рис. 120, б), то емкость С1 не успевает полностью перезарядиться. Происходит лишь снижение напряжения на емкости С1 до значения, близкого к нулю, а после спада $U_{\text{вх}}$ ниже $U_{\text{оп1}}$ начинается повторный заряд емкости до максимального положительного уровня.

Исполнительная часть УС действует только тогда, когда за счет увеличения входного сигнала время, в течение которого $U_{\text{вх}}$ превышает $U_{\text{оп1}}$ (промежуток α на рис. 120, б), становится достаточным, чтобы емкость С1 перезарядилась настолько, что отрицательное напряжение на ней стало ниже $U_{\text{оп2 ср}}$. Потенциал И-ахода А2 достигнет в этом случае такого значения, что произойдет немедленное изменение знака выходного напряжения триггера на положительный. Это является признаком срабатывания реле. После изменения знака напряжения на выходе А2 напряжение на его И-аходе становится тоже положительным. Его называют опорным напряжением возврата $U_{\text{оп2 воз}}$, т.к. им определяется значение входного сигнала, которое требуется для возврата триггера Шмитта.

По окончании промежуток времени, соответствующего α_{ср}, емкость С1 снова начнет заряжаться. Постоянные времени заряда и разряда емкости С1 благодаря наличию диода VD2 получаются неодинаковыми (сопротивление цепи заряда в 3 раза больше сопротивления цепи разряда). Поэтому, когда емкость С1 снова начнет заряжаться, она не успеет достичь уровня $U_{\text{оп2 воз}}$ до того, как снова наступит разряд. Этим достигается релейное действие реагирующего органа.

Для возврата требуется, чтобы $U_{\text{вх}}$ снизилось до такого значения, когда напряжение на конденсаторе С1 превысит $U_{\text{оп2 воз}}$. Последний полупериод изменения $U_{\text{вх}}$ на рис. 120, б соответствует этому моменту. Опыт показывает, что α_{ср} должно составлять примерно 1,6 с. За это время входное напряжение изменяется не более чем на 3%. Благодаря такому свойству работа реле мало зависит от формы кривой поступающего входного сигнала. Поэтому такие токовые реле надежно работают при значительных погрешностях трансформаторов тока.

Узел выхода реле защиты выполняется либо с помощью герконов - электромагнитных реле с магнитоуправляемыми контактами, либо с помощью электромагнитических реле, которые связываются с УС через усилитель на транзисторах (рис. 121). УС управляет сигналом, поступающим из УС на транзистор VT1. Подключение обмотки реле К1 показано на рис. 121. При поступлении на схему УС входного напряжения, не достигающего уставки срабатывания реле, на выходе УС удерживается отрицательный сигнал. Транзистор VT1 заперт и через выходное реле К1 протекает малый ток закрытого транзистора. При превышении поступающим на вход УС напряжением величины срабатывания сигнал на выходе УС становится положительным (рис. 120). Транзистор VT1 открывается и через выходное реле К1 начинает проходить ток, обеспечивающий его срабатывание. Реле К1 замыкает свои контакты в цепях логической части РЗ.

При возврате реле транзистор VT1 запирается и реле К1 приходит в исходное состояние. Диод VD1 служит для защиты схемы узла от коммутационных перенапряжений, возникающих при обесточивании реле К1. Диод VD2 на входе VT1 ограничивает уровень сигнала, приходящего на переход база-эмиттер транзистора.

Резистор R2 обеспечивает требуемое ограничение уровня входного сигнала. Диод VD2 нужен для надежного записывания транзистора VT1 в исходном несработавшем состоянии выходного реле К1.

Для получения напряжения +15 В для питания ОУ применяют делители напряжения на резисторах. Необходимые уровни напряжений +15 В и -15 В при допустимых отклонениях

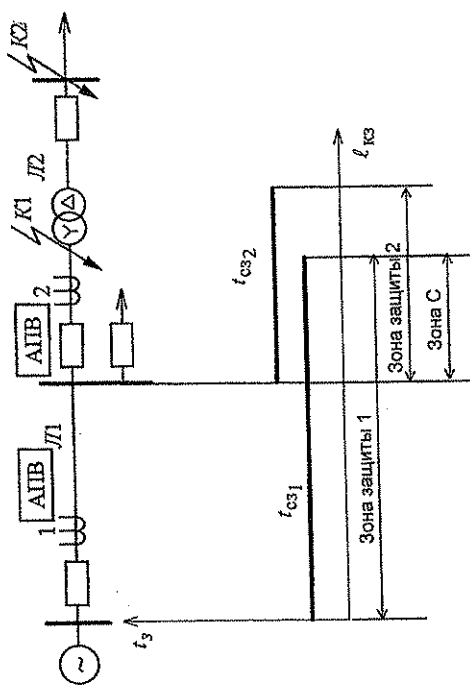


Рис. 27. Зона действия неселективной ТО

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

Мгновенная неселективная ТО действуют за пределами своей линии. Применяются для мгновенного отключения к.з. в пределах всей защищаемой линии. Неселективное действие исправляется действием автоматики повторного включения (АПВ). Данный вид ТО используется на блоках линия-трансформатор (рис. 27) для трансформаторов небольшой мощности - $I_{сз}$ защиты 1 отстраивается от $I_{сз}$ защиты 2:

$$I_{сз1} = k_H I_{сз2}, \quad k_H = 1,1 \div 1,2; \quad I_{сз2} = k_H I_{кз(K2)}$$

При данном способе согласования вся линия Л1 входит в зону мгновенной ТО. Буквой С на рис. 27 обозначена зона совместного действия защит. При к.з. на трансформаторе (точка к.з. К1) могут сработать обе защиты 1 и 2 и отключить оба выключателя. После отключения Q1 срабатывает АПВ и включает Q1. Если устойчивое к.з. было на трансформаторе, то повторно оно отключается защитой 2, если устойчивое к.з. на линии - то защитой 1, а если к.з. неустойчивое и самоликвидировалось, то после действия АПВ блок линия-трансформатор остается в работе.

На линиях с двухсторонним питанием также возможно применение ТО, только в этом случае их выполняют направленными. График согласования защит приведен на рис. 28.

Каждая ТО отстраивается от тока к.з., протекающего от «своей» системы при расчетном внешнем к.з. (на шинах в конце линии):

$$I_{сз1} = k_H I_{кз.внС1}; \quad I_{сз2} = k_H I_{кз.внС2}$$

Зоны действия защит указаны на рис. 28. Схема направленной ТО аналогична схеме направленной МТЗ, но в ней отсутствует реле времени. Направленная ТО так же, как и направленная МТЗ, имеет мертвую зону по направлению при трехфазных к.з. в месте установки защиты.

Несмотря на все отмеченные недостатки, ТО всех разновидностей применяются в качестве первых ступеней защит линий, поскольку к.з., возникающее в зоне действия мгновенной ступени, отключаются без выдержки времени и, кроме того, ТО одно из самых простых устройств релейной защиты.

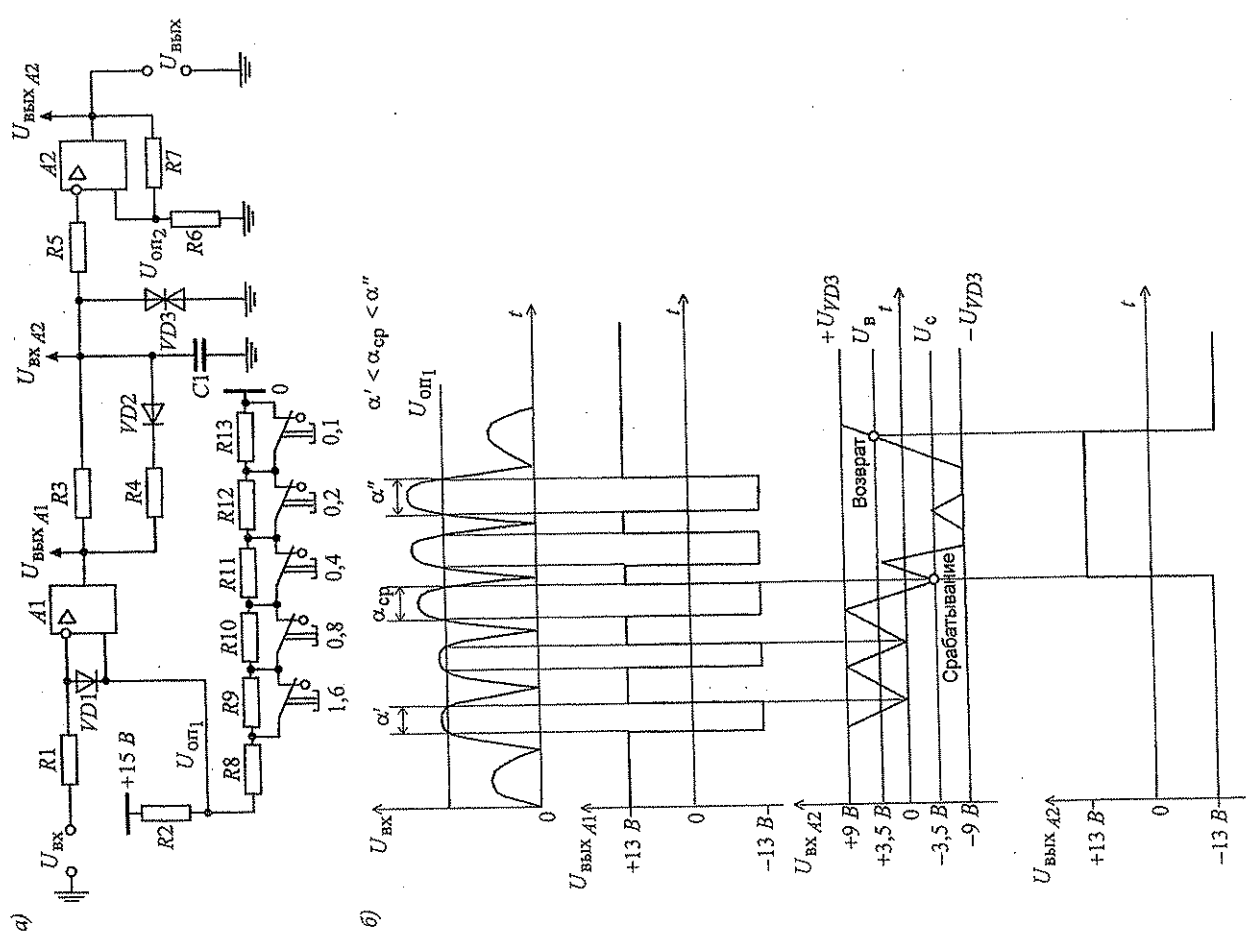


Рис. 120. Узел сравнения (УС) реле тока и напряжения:
а - принципиальная схема; б - временная диаграмма работы УС

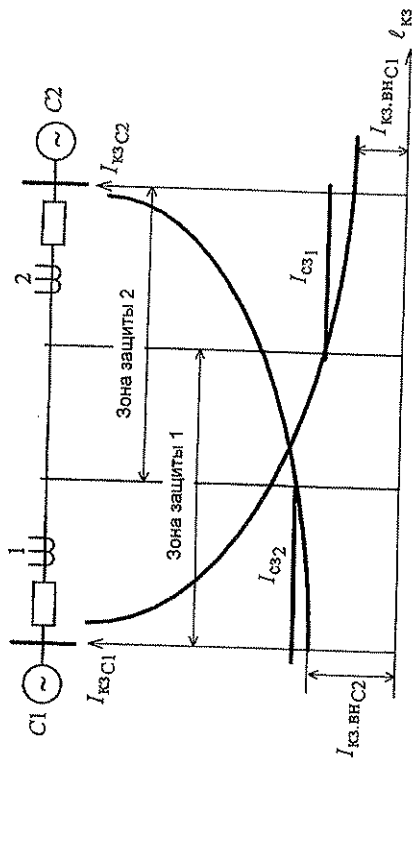


Рис. 28. Согласование направленных ТО

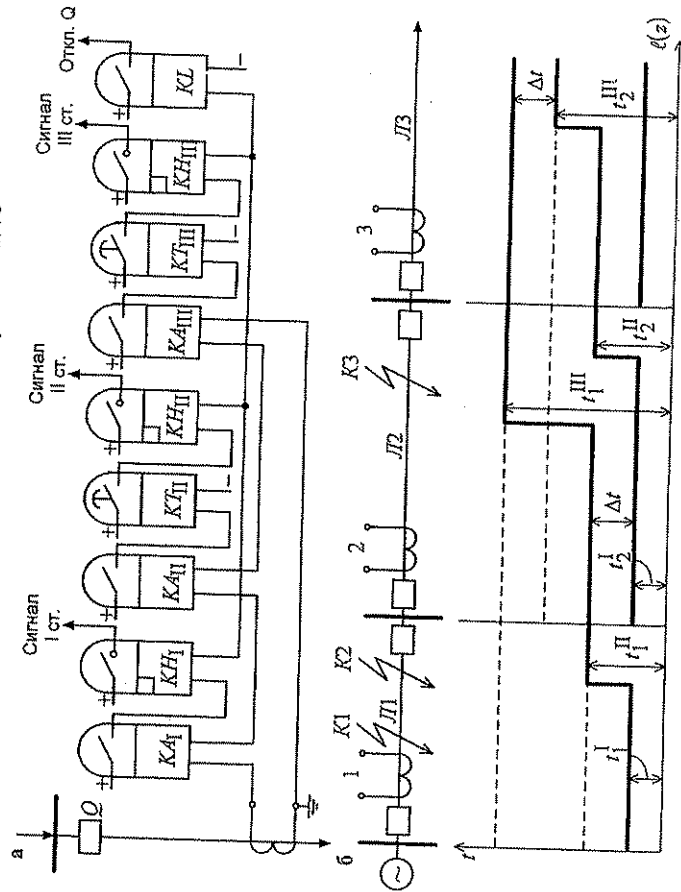


Рис. 29. Трехступенчатая токовая защита:

а - упрощенная схема; б - временная характеристика

В качестве защиты линий 6-35 кВ чаще всего используется трехступенчатая токовая защита. Схема ее приведена на рис. 29.

I ступень выполняется как токовая отсечка без выдержки времени. К ней относятся реле KA_1 и $KИ_1$ (рис. 29, а)
 $I_{сз.KA_1} = k_H I_{кз.вн.мах}$

связи на Н-вход A_2 проходит та часть этого напряжения, которая зависит от соотношения между сопротивлениями резисторов R_6 и R_7 . Она служит опорным напряжением срабатывания $U_{оп2 ср} = \frac{U_{вых.A2.R_6}}{R_6 + R_7}$, определяющим второе условие срабатывания реле.

При возрастании входного напряжения до значения, превышающего опорное, происходит изменение режима компаратора, и знак выходного напряжения A_1 становится отрицательным, оставаясь равным максимальному значению по модулю (~ 13 В). Изменение знака

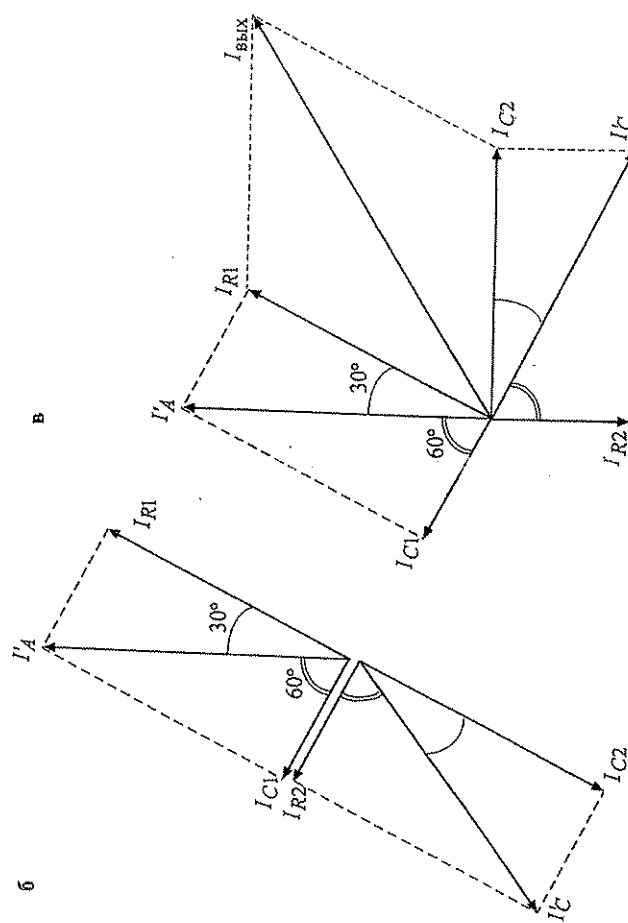
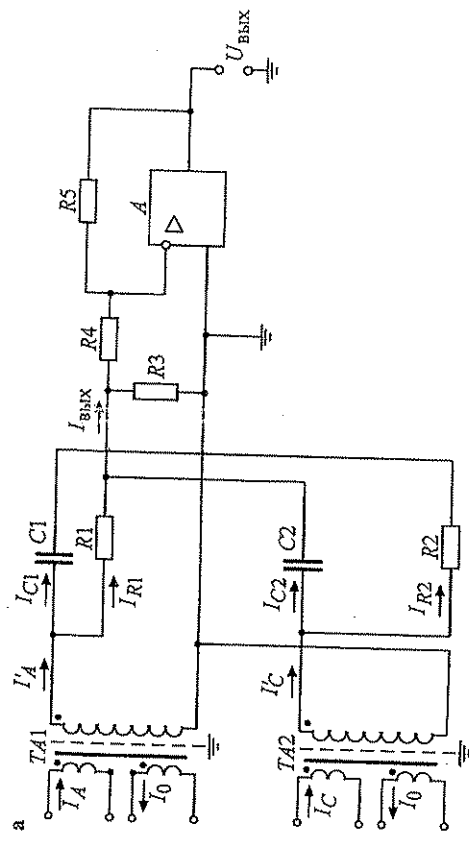


Рис. 119. Схема активного фильтра тока обратной последовательности (а) и его векторная диаграмма при подаче токов прямой (б) и обратной (в) последовательностей

II ступень - токовая отсечка с выдержкой времени (реле K_{AII} , K_{TII} , K_{HII}). Ток $I_{сз.K_{AII}}$ согласуется с $I_{сз}$ первых ступеней соседних ЛЭП. Время $t_{сз.K_{TII}}$ больше, чем время $t_{сз.K_{AII}}$ мгновенных ступеней соседних ЛЭП.

III ступень - МТЗ (реле K_{AIII} , K_{TIII} , K_{HIII})

$$I_{сз.K_{AIII}} = \frac{k_H}{k_B} k_{сз} I_{нагр\max},$$

а время $t_{сз.K_{TIII}}$ согласуется с МТЗ соседних ЛЭП.

График согласования защит по времени приведен на рис. 29, б.

При к.з. в точке $K1$ работают все токовые реле K_{A1} , K_{AII} , K_{AIII} , но отключение происходит без выдержки времени, так как при замыкании контактов K_{A1} питание катушка KL получает мгновенно.

При к.з. в точке $K2$ реле K_{A1} не работает, так как $I_{сз.K2} < I_{сз.K_{A1}}$. Работают реле K_{AII} и K_{AIII} , получают питание реле времени K_{TII} и K_{TIII} . Поскольку $t_{K_{TII}} < t_{K_{TIII}}$, то сигнал на реле KL подается раньше с реле K_{TII} .

При к.з. в точке $K3$ работает только K_{AIII} и отключение к.з. производится с выдержкой времени III ступени.

Токковые отсечки являются самой простой и дешевой защитой. К основным недостаткам ТО следует отнести неполный охват мгновенной ступенью защищаемого элемента и зависимость длины зоны действия отсечки от вида к.з.

Токковые отсечки применяются в виде первых ступеней защит на линиях всех классов напряжений от всех видов к.з. Подробнее применение ТО для защиты различных элементов энергосистем рассмотрены в главах 12-15 настоящего пособия.

6. ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

В зависимости от уровня напряжения сети существуют различные режимы работы нейтралей. Сети 110 кВ и выше работают с глухозаземленными нейтралью, сети $U \leq 35$ кВ - с изолированными нейтралью или заземленными через дуготгасящие катушки. Характер изменения тока, напряжения, их величины при однофазных к.з. существенно зависят от режима работы нейтрали, и, следовательно, защиты в этих сетях выполняются различным образом.

Защиты от замыканий на землю в сети с глухозаземленной нейтралью. Необходимость в применении отдельных комплектов таких защит вызвана, во-первых, большим количеством однофазных к.з. (65%); во-вторых, тем, что защиты, реагирующие на токи нулевой последовательности, имеют более высокий $k_{д}$, чем обычные МТЗ, реагирующие на полные токи фаз. Схема подключения токового реле к фильтру токов нулевой последовательности приведена на рис. 8, д. Токи срабатывания обычных МТЗ отстраиваются от $I_{нагр}$

1,5-3 раза превышают его. Защиты, реагирующие на токи нулевой последовательности ($3I_0$), теоретически отстраиваются от нуля, так как в любом нормальном режиме $3I_0 = 0$. Фактически, даже в нормальном режиме ТА обладают погрешностью, поэтому $3I_0 = I_{неб} \neq 0$, и на практике отстройка происходит от токов небаланса. Ток $I_{неб}$ обусловлен тем, что трансформаторы тока различных фаз имеют различную погрешность и геометрическая сумма вторичных токов фаз I_A , I_B , I_C не равна нулю. Защита должна действовать на отключение оборудования, т.е. $I_{кз}$ может быть большим.

Возникновение однофазных к.з., двухфазных к.з. и двойных к.з. на земле сопровождается появлением тока $3I_0$ и напряжения $3U_0$:

$$3I_0 = I_A + I_B + I_C; \quad 3U_0 = U_A + U_B + U_C.$$

тока и напряжения является выпрямление. В большинстве случаев применяется схема двухполупериодного выпрямления, собранная на диодах. В случаях, когда нельзя ограничиться простым выпрямлением, используют масштабные усилители.

Если сравнимое напряжение образуется из суммы напряжений, создаваемых разными датчиками, то в УФ используется сумматор на операционных усилителях. Если при этом нужно обеспечить дополнительный сдвиг слагаемых напряжений или токов между собой, то каждый из сигналов подается на вход сумматора через некоторое комплексное сопротивление.

Когда из подаваемых в УС напряжений требуется исключить аperiodические слагаемые и составляющие высших гармоник, в УФ применяются активные полосовые фильтры.

Для выполнения реле защиты, реагирующих на симметричные составляющие токов и напряжений, применяют фильтры симметричных составляющих. На рисунке 119 изображена схема фильтра тока обратной последовательности, выполненная на ОУ и применяемая в УФ реле, реагирующих на токи обратной последовательности. Эта схема используется в реле тока обратной последовательности типов РТФ8 и РТФ9.

Число витков обмотки, обтекаемой током нулевого провода, в 3 раза меньше числа витков обмотки, обтекаемой фазным током. Благодаря этому соотношению витков обеспечивается компенсация токов нулевой последовательности на входе фильтра.

Параметры схемы подбирают таким образом, чтобы $X_{C1} = X_{C2}$; $R_1 = X_{C1}/\sqrt{3}$; $R_2 = X_{C2} \cdot \sqrt{3}$. Если подвести к фильтру симметричную систему токов прямой последовательности, то векторная диаграмма токов в плечах фильтра будет иметь вид, приведенный на рис. 119, б. Ток выхода фильтра в этом случае равен $I_{вых} = I_{R1} + I_{C2} = 0$.

Если к фильтру подвести симметричную систему токов обратной последовательности (рис. 119, в), то модуль выходного тока фильтра будет превышать фазный ток в 1,5 раза.

Фильтр имеет тот недостаток, что при отклонении частоты сети от $f_{ном}$ происходит увеличение погрешности, т.е. растет несбалансированный ток фильтра.

Узлы сравнения, используемые в серийных реле защиты, имеют несколько вариантов исполнения. Для реле тока и напряжения, реагирующих на полные значения измеряемых электрических величин, УС работает на времязадающем принципе (рис. 120). Для срабатывания реле требуется, чтобы, во-первых, входной сигнал превысил некоторое заданное значение и, во-вторых, обеспечивалось определенное соотношение между временем превышения заданного уровня и временем, когда входной сигнал ниже уровня срабатывания. Эти условия обеспечивают хорошую отстройку реле от помех, возникающих в цепи питания реле оперативным током и наведенных от смежных цепей напряжений.

УС содержит два индикатора уровня. Один из них входит в состав преобразующей части узла и представляет собой компаратор, собранный на ОУ А1. На И-вход А1 через делитель на резисторах R_2 и R_8-R13 от источника питания подается положительное опорное напряжение $U_{оп1}$, значение которого определяется заданной уставкой реле. На И-вход А1 подается выпрямленное напряжение, пропорциональное току, поступающему от соответствующего датчика через диодный мост (рис. 118, а). Если значение поступающего выпрямленного напряжения меньше опорного напряжения, на выходе А1 будет положительное максимальное напряжение (+13 В). На временной диаграмме (рис. 120, б) это соответствует первому периоду изменения $U_{вх}$.

Имеющееся на выходе А1 положительное напряжение заряжает конденсатор С1 через резистор R_3 , так как диод VD2 закрыт. Максимум напряжения на конденсаторе ограничивается напряжением стабилизации VD3 (9 В). Полученное напряжение подается на другой индикатор уровня, собранный на ОУ А2 и представляющий собой инвертирующий триггер Шмита.

Положительное напряжение, поступающее с конденсатора С1 на И-вход А2, создает на выходе ОУ напряжение отрицательного знака (-13 В). Через цепь положительной обратной

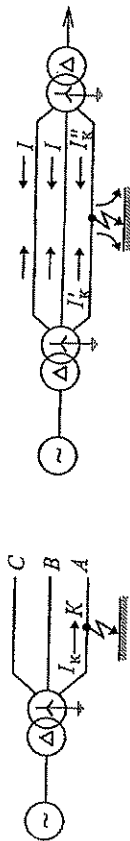


Рис. 30. К.з. фазы А на землю

Рассмотрим к.з. фазы А на землю (рис. 30). Величины токов при условии, что линия работает на холостом ходу: $I_B = 0$; $I_C = 0$; $I_A = I_{k3}$; $3I_0 = I_{k3} = I_A$.

Напряжение в точке к.з. $U_{A_{k3}} = 0$; $U_B \neq 0$; $U_C \neq 0$, т.е. $3U_0 = U_B + U_C$. Характер протекания тока изменяется, если изменяется схема сети (рис. 31).

При наличии глухозаземленных нейтралей с обеих сторон рассматриваемого участка сети I_{k3} растекается в направлении заземленных нейтралей, как показано на рис. 31.

Ток к.з. может протекать и по неповрежденным фазам. Это явление необходимо учитывать при расчете I_{c3} , но поскольку защита действует на отключение элемента, наличие тока в неповрежденных фазах не нарушает действия защиты данного элемента.

В качестве защиты от замыканий на землю применяются МТЗ и ТО нулевой последовательности.

Для ТО I_{c3} отстраивается от $3I_0$ в конце защищаемой зоны,

$$I_{c3} = k_n \cdot 3I_0, \quad k_n = 1,3 \div 1,5.$$

Нужно заметить, что время срабатывания первой ступени не равно нулю. При включении линии фазы выключателя замыкаются не одновременно. В результате этого в нулевом проводе появляется кратковременный ток, и мгновенная отсечка (без реле КТ) может сработать. Этот недостаток устраняется замедлением отсечки или отстройкой ее тока срабатывания от тока несимметрии, появившегося в реле в первый момент действия защиты. Времени действия отсечки должно быть больше времени разновременности замыкания фаз выключателя:

$$t_{отс} > t_{разн}; \quad t_{разн} = 0,1 \text{ с.}$$

Для МТЗ I_{c3} отстраивается от $I_{неб. \max}$ - максимального значения тока небаланса. Трансформаторы тока соединены в фильтр токов нулевой последовательности (ФТНП) - см. рис. 8, д.

Схема МТЗ приведена на рис. 32. Величина $I_{неб}$ зависит от полной токовой погрешности трансформаторов тока. По реле КА (см. рис. 32) в нормальном режиме протекает ток $I_{неб}$, величина которого может быть определена следующим способом:

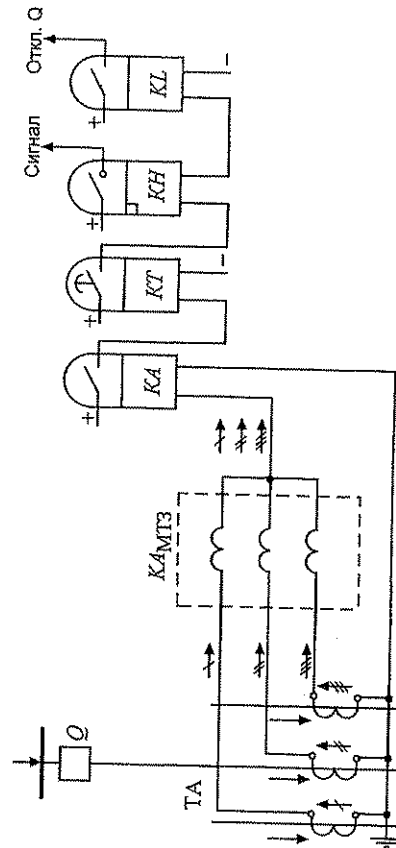


Рис. 32. Токовая защита нулевой последовательности с использованием нулевого провода схемы полной звезды

Узел сравнения может быть представлен как состоящий из трех частей. В преобразующей части (ПЧ) УС осуществляет преобразование поступающих из УФ синусоидальных или выпрямленных сигналов в импульсы определенной формы, наиболее удобной для выполнения операции сравнения. Чаще всего используются импульсы прямоугольной формы заданной длительности. В ряде типов реле в этой части УС производится сопоставление полученных импульсов между собой или с заранее подготовленным сигналом установленного уровня или продолжительности. В качестве сигнала заданного уровня берется напряжение постоянного тока стабильного значения, называемое опорным ($U_{оп}$).

Другой составной частью УС является собственно схема сравнения (СС), в которой сравниваемые импульсы сопоставляются между собой не только по значению, но и по длительности их существования. Применяется несколько вариантов СС сигналов по продолжительности, в том числе такие, где сравниваемый сигнал предварительно проходит операцию интегрирования. Различия в вариантах схем сравнения сигналов по длительности обуславливаются задачей получения требуемой характеристики реле.

Схемы сравнения, в которых происходит сравнение входных сигналов с опорным напряжением, применяются в основном в реле тока и напряжения общего назначения (РСТ и РСН).

Последняя часть УС - исполнительная (ИЧ). В ней создается командный сигнал, если результаты сравнения показывают, что параметры токов и напряжений, поступающих в реле, соответствуют условиям его срабатывания. Обычно ИЧ представляет собой усилитель с положительной обратной связью, обеспечивающей «релейный» эффект при действии реле.

Измерительные преобразователи тока и напряжения (датчики) являются основной частью узла измерения. Наряду с основными функциями они защищают полупроводниковую часть реле от высокочастотных наводок, которые могут проникать в цепи вторичной коммутации. Для защиты служит специальный экран, помещаемый между первичной и вторичной обмотками входного трансформатора датчика. Экран представляет собой однослойную обмотку, соединенную с нулевой шинкой реле (рис. 118).

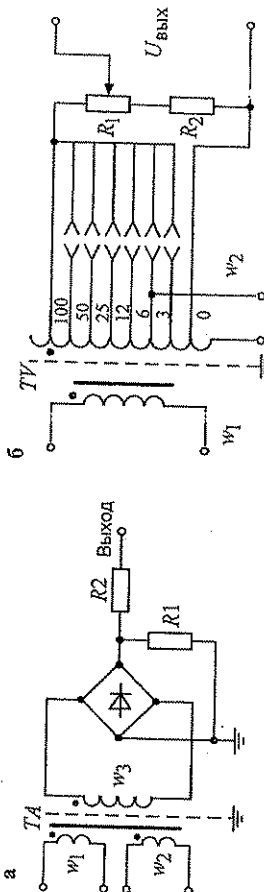


Рис. 118. Датчики тока и напряжения:
а - датчик тока с выпрямителем;
б - датчик напряжения со ступенчатой и плавной регулировкой выходного напряжения

Нагрузкой измерительных преобразователей служат подобранные соответствующим образом резисторы. Падение напряжения, снимаемое с резистора, используется в качестве входного для УФ. В простейшем случае в качестве нагрузки датчика тока используются резистор, включенный через двухполупериодный выпрямитель (рис. 118, а). Применяются датчики тока с несколькими ступенями регулировки с помощью резисторов, подключаемых через переключатели ко вторичной обмотке датчика.

Выходное напряжение датчика напряжения снимается с делителя напряжения на резисторах, имеющего плавную и ступенчатую регулировки (рис. 118, б).

Узел формирования предназначен для преобразования входного напряжения в требуемую реле характеристику. Способ и объем такого преобразования определяется типом реле. Одним из наиболее распространенных способов формирования сигналов в серийных реле

$$I_{\text{неб}} = I_{PKA} = I_A + I_B + I_C,$$

с учетом токовой погрешности ТА

$$I_{PKA} = \frac{I_A - I_{NA}}{n_{TA}} + \frac{I_B - I_{NB}}{n_{TB}} + \frac{I_C - I_{NC}}{n_{TC}},$$

где I_A, I_B, I_C - первичные токи ТА; I_{NA}, I_{NB}, I_{NC} - токи намагничивания соответствующих ТА; n_{TA}, n_{TB}, n_{TC} - коэффициенты трансформации ТА.

Если учесть, что $n_{TA} = n_{TB} = n_{TC} = n_T$, то

$$I_{PKA} = \frac{I_A + I_B + I_C}{n_T} - \frac{I_{NA} + I_{NB} + I_{NC}}{n_T}.$$

В нормальном симметричном режиме $I_A + I_B + I_C = 0$, следовательно,

$$I_{PKA} = \frac{I_{NA} + I_{NB} + I_{NC}}{n_T} = \frac{I_{\text{неб}}}{n_T},$$

поэтому $I_{C3} = k_n \cdot I_{\text{неб.п.н.}}$, $k_n = 1,3 + 1,5$.

Для снижения $I_{\text{неб}}$ необходимо работать в линейной части характеристики намагничивания ТА, применять ТА с одинаковыми n_T для всех фаз. Кроме отмеченного ранее условия I_{C3} определяется по условию действия защиты при к.з. на землю в конце следующего участка сети ($3I_{0k_{\text{мин}}}$):

$$I_{C3} < 3I_{0k_{\text{мин}}};$$

$$I_{C3} = 3I_{0k_{\text{мин}}} / k_{\text{ч}}; \quad k_{\text{ч}} = 1,5.$$

Выбор уставки срабатывания по времени t_{C30} защиты нулевой последовательности зависит от того, какую выдержку времени $t_{C3, \text{мф}}$ имеет максимальная токовая защита от междоузельных повреждений на следующей линии.

Если $t_{C30} > t_{C3, \text{мф}}$, то МТЗ НП отстраивается от небалансов в нормальном режиме, поскольку повреждения отключаются быстрее, чем может подействовать МТЗ НП.

Если $t_{C30} < t_{C3, \text{мф}}$, то защиту нужно отстраивать от небаланса при трехфазных к.з. в начале следующего участка.

Выбор выдержки времени МТЗ нулевой последовательности осуществляется по ступенчатому принципу, и время t_3 увеличивается от приемного конца в сторону трансформаторов с заземленной нейтралью. Выбор времени действия существующей защиты от схемы короткого замыкания Δ/Δ защита 3 может быть выполнена без выдержки времени, т.к. при к.з. в точке К1 токи замыкания в защиту 3 не попадают. Если же трансформатор имеет схему соединения Δ/Δ , то защита 3 должна быть отстроена по времени от защиты 4, т.к. при к.з. в К1 тока I_{K3} протекают по трансформаторам тока защиты 3 и 4 селективного действия $t_{33} > t_{34}$. График согласования защит для данного случая приведен на рис. 33 и обозначения защит t'_1, t'_2 и t'_3 соответственно.

Токковые защиты могут быть выполнены направленными и ненаправленными. Направленные защиты применяются в сети с двухсторонним питанием и наличием заземленных нейтралей с двух сторон защищаемой сети.

К основным недостаткам устройств данной группы следует отнести сложность схем и их довольно высокую стоимость по сравнению с устройствами РЗА первой группы.

Третья группа - цифровые устройства РЗА. В настоящее время в системах установлено сравнительно небольшое число таких комплексов, что обусловлено их высокой стоимостью.

Достоинства цифровых защит очевидны. Это возможность расчета практически любых электрических величин, необходимых для действия устройств, что позволяет сделать их более чувствительными и быстродействующими. Ограничений по сложности работы алгоритмов и их количеству тоже практически нет. Реализация взаимосвязанных защит ($t_{C3} = f(t_{K3})$) на цифровых устройствах проста, в то время как для электромеханических реле это сложная задача: существующее реле РТ-80 требует больших трудозатрат по настройке и наладке, а в цифровых защитах предлагается регулировать кривые, такие как $t_{C3} = f(I_{K3})$, по признакам «более инверсная», «менее инверсная» и т.д. В цифровых РЗА также просто решаются вопросы нахождения активных, реактивных и полных сопротивлений. Реле сопротивлений используются в дистанционных защитах, защитах генераторов от асинхронных режимов, в устройствах автоматики, ликвидирующих асинхронный режим (АЛАР).

У реле, составляющих вторую группу, имеется ряд специфических узлов, которыми не располагают электромеханические реле. Обобщенная структурная схема реле, в котором применены операционные усилители (ОУ), показана на рис. 117. Схема состоит из пяти основных узлов:

- узел измерения (УИ), содержащий измерительные преобразователи или датчики тока и напряжения, которые подают на реле от измерительных трансформаторов тока и напряжения защищаемого объекта;

- узел формирования (УФ), в котором из поступающих входных сигналов получают специально сформированные напряжения переменного или выпрямленного тока, требующиеся для реализации характеристик реле после их сопоставления в узле сравнения;

- узел формирования (УФ), служащий для дальнейшего преобразования сравниваемых напряжений в удобную для этого форму, собственно сравнения и получения на выходе узла управляющего сигнала, если результат сравнения свидетельствует о соответствии поданных на реле токов и напряжений условиям его срабатывания;

- узел выхода (УВ), обеспечивающий срабатывание содержащегося в нем электромагнитического или герконового реле при поступлении управляющего сигнала из УС;

- узел питания (УП), предназначенный для получения от источника оперативного тока защищаемого объекта стабилизированных напряжений постоянного тока, требующихся для работы интегральных микросхем (ИМС) и исполнительного выходного реле.

Содержащиеся в УИ измерительные преобразователи (датчики) представляют собой промежуточные трансформаторы, предназначенные для отделения ИМС реле от вторичных цепей защищаемого объекта и трансформации токов и напряжений. В реле сопротивления и направления мощности устанавливаются как датчики тока, так и датчики напряжения.

В УФ производится обработка сигналов, поступающих от датчиков тока и напряжения. Способ обработки сигналов сильно зависит от типа реле. В одних реле - это только выпрямление, в других - усиление и сдвиг по фазе, в третьих - дифференцирование, выделение (подавление) отдельных гармоник, суммирование и т.д.

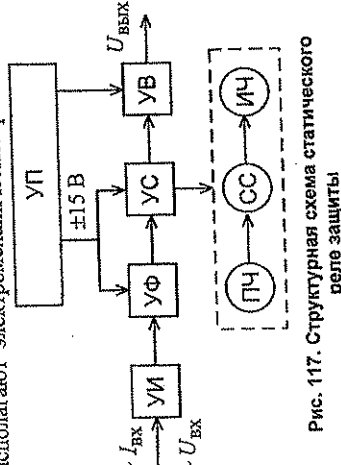


Рис. 117. Структурная схема статического реле защиты

На рисунке 116, б представлена схема УРОВ с токовыми пусковыми органами. Реле K_{A1} установлено на каждом присоединении. При к.з. на любом из элементов работает реле K_{A1} данного элемента, работает защита этого элемента K_{L3} . Включенное положение выключателя присоединения контролируется замкнутым положением реле K_{QS} . Затем получает питание реле K_T и с выдержкой времени подается сигнал на отключение.

Реле K_{A1} подключено к ТА через трансформатор T_L , имеющий три первичных обмотки, которые подключены на токи фаз A, B, C . Данное реле позволяет увеличить чувствительность УРОВ и снизить вероятность ложной работы реле K_{A1} .

17. РЕЛЕ ЗАЩИТЫ, ВЫПОЛНЕННЫЕ НА ИНТЕГРАЛЬНЫХ МИКРОСХЕМАХ

Современное состояние находящихся в эксплуатации устройств РЗА характеризуется наличием трех групп устройств РЗА, связанных с элементной базой, на которой выполняются данные устройства.

Первая группа, самая многочисленная и давно известная, - традиционные электромеханические реле.

Вторая группа - устройства РЗА с реле, выполненными на интегральных микросхемах.

Третья группа - цифровые устройства РЗА.

Устройства первой группы выполнены на электромеханических реле и существуют с начала XX-го века. Реле, которые входят в состав этих устройств, реализованы на ряде принципов, а именно: электромагнитном, индукционном, магнитоэлектрическом и т.д. Настройка таких реле трудоемка и требует времени, поскольку в реле имеются вращающиеся диски, барабаны, пружины, подвижные контакты, которые бывает сложно отрегулировать. К очевидным достоинствам устройств данной группы следует отнести их дешевизну и надежность схем РЗА.

Вторая группа - устройства РЗА на реле, выполненных на интегральных микросхемах. Они находятся в эксплуатации с 70-х годов. В основу действия таких реле положен один принцип, получивший название «время-импульсный». В данных реле нет подвижных вращающихся элементов. Срабатывание реле фиксируется величиной напряжения на его выходе $U_{\text{вых}}$. Например: у несрабатывающего реле $U_{\text{вых}} = -13 \text{ В}$, а при срабатывании реле $U_{\text{вых}}$ изменяется до $+13 \text{ В}$.

Одним из основных достоинств устройств РЗА данной группы является наличие встроенного диагностического контроля, что значительно облегчает и сокращает время плановых проверок РЗА. Для проверки исправности работы логической части РЗА достаточно подать напряжения определенной величины, так называемые тесты, в контрольные точки схемы. Подача тестов производится кнопками или ключами, установленными на лицевой панели устройства. Сигнальные лампы «ИСПРАВНОСТЬ» и «НЕИСПРАВНОСТЬ» сигнализируют о состоянии логической части схемы. Наличие ряда тестов позволяет поочередно проверять логические части всех защит в данном устройстве РЗА. Например, I, II, III зоны дистанционной защиты и I, II, III, IV зоны токовой защиты нулевой последовательности в панели ШДЗ-2801 (2801). Тестирование также позволяет выявить неисправные блоки.

Применение время-импульсного принципа в защитах позволяет улучшить показатели устройств РЗА. Так, например, коэффициент возврата k_s у реле серий РСТ и РСН равен $0,95-0,96$, в то время как аналогичные электромеханические реле имеют $k_s = 0,8-0,85$. Реле ДЗТ-21 (23), используемое в дифференциальных защитах трансформаторов, позволяет устанавливать ток срабатывания защиты $I_{\text{сз}} = 0,3 I_{\text{ном}}$, а для реле ДЗТ-11 $I_{\text{сз}} = (1,4-1,5) I_{\text{ном}}$.

Ремонт устройств, выполненных на интегральных микросхемах, осуществляется проще. При выходе из строя одного из блоков достаточно снять его с панели и заменить новым. Данная операция не требует никаких монтажных работ.

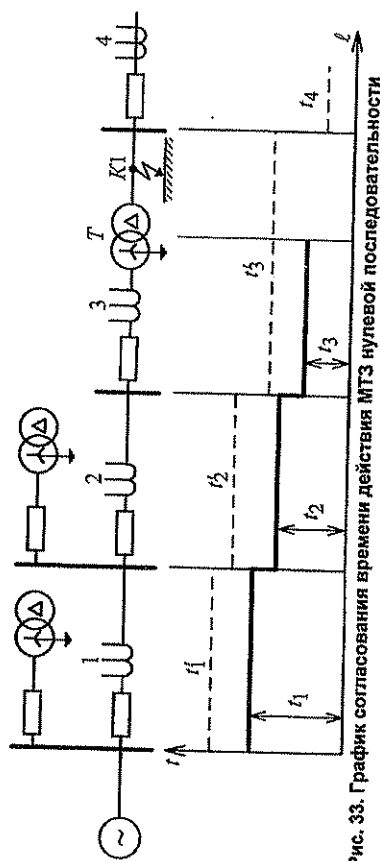


Рис. 33. График согласования времени действия МТЗ нулевой последовательности

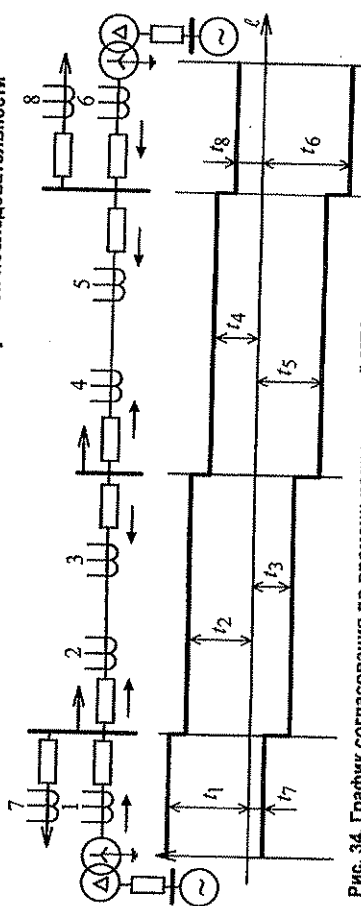


Рис. 34. График согласования по времени направленной МТЗ нулевой последовательности

Направленные МТЗ устанавливаются с двух сторон каждого защищаемого элемента, график согласования защит приведен на рис. 34.

По времени между собой согласуются защиты, действующие при одинаковом направлении мощности к.з. Между собой согласуются защиты 7, 3, 5, 6 и 8, 4, 2, 1:

$$t_4 = t_8 + \Delta t; \quad t_2 = t_4 + \Delta t; \quad t_1 = t_2 + \Delta t; \quad t_3 = t_7 + \Delta t; \quad t_5 = t_3 + \Delta t; \quad t_6 = t_5 + \Delta t.$$

Реле направления мощности включается на $3U_0$ и $3I_0$.

Направленная МТЗ нулевой последовательности мертвой зоны в месте установки защиты не имеет, т.к. наибольшее значение $3U_0$ появляется в месте возникновения к.з. на землю.

В отличие от характера изменения U при междуфазных к.з. величина $3U_0$ имеет самое большое значение, если к.з. происходит в месте установки защиты. Чем дальше удалится точка к.з. от места установки защиты, тем меньше величина $3U_0$. Для защиты линий с $U \geq 110 \text{ кВ}$ применяются трехступенчатые токовые защиты нулевой последовательности. Схема такой защиты приведена на рис. 35.

I ступень защиты - ТО, выполнена на реле K_{A1}, K_{L1}, K_{H1} .

II ступень защиты - ТО с выдержкой времени реле K_{A2}, K_{L1}, K_{H2} .

III ступень защиты - МТЗ НП, выполнена на реле K_{A3}, K_{L2}, K_{H3} .

Реле K_{L2} - общее для всех трех ступеней.

При этом $I_{\text{сз}K_{A1}} > I_{\text{сз}K_{A2}} > I_{\text{сз}K_{A3}}$ и $I_{\text{сз}K_{L1}} < I_{\text{сз}K_{L2}}$.

При к.з. в начале защищаемой линии работают реле K_{H1}, K_{A1}, K_{A2} и K_{A3} . При их срабатывании получают питание катушки реле K_{L1}, K_{L1} и K_{L2} . Раньше всех замыкается контакт K_{L1} , т.к. его выдержка времени меньше, чем на реле K_{L1} и K_{L2} и выключатель отключается практически мгновенно.

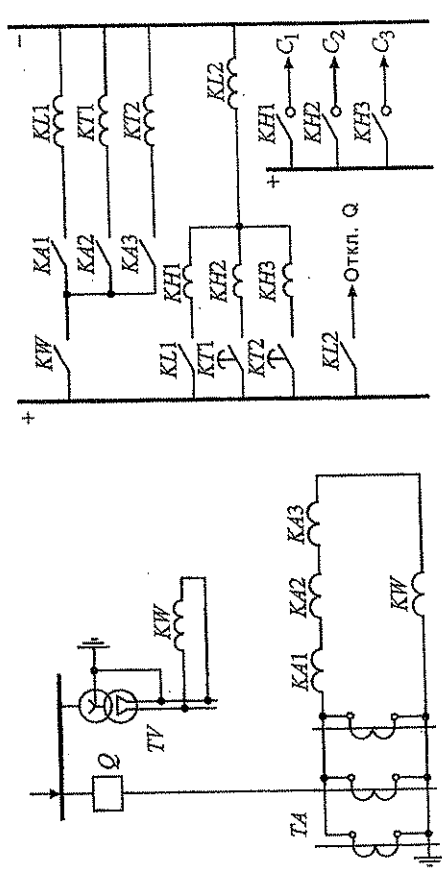


Рис. 35. Треступенчатая направленная токовая защита нулевой последовательности

При к.з. в конце защищаемой линии $I_{k3} < I_{сзK41}$ и реле $K41$ не работает. Работают реле KW , $K42$ и $K43$, замыкаются $K71$ и $K72$. Раньше замыкается контакт реле $K71$ и отключение выполняется II ступенью защиты.

При к.з. на соседней линии и отказе ее защиты работает III ступень защиты. $I_{k3} < I_{сзK41}$ и $I_{k3} < I_{сзK42}$, работают только реле KW , $K43$ и $K72$, к.з. отключается с выдержкой времени III ступенью. Расчет уставок по току и времени аналогичен приведенному ранее в пособии для соответствующих видов защиты.

Защиты от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью. Замыкание на землю одной фазы в таких сетях не вызывает к.з. и не сопровождается резким увеличением тока. Рассмотрим характер изменения I и U при замыкании на землю фазы A . Считаем, что нагрузки нет и весь ток замыкается через емкости фаз относительно земли, $C_A = C_B = C_C$. Векторная диаграмма токов и напряжений в нормальном режиме представлена на рис. 36, а. В этом случае

$$\begin{aligned} E_A + E_B + E_C &= 0; \\ U_A + U_B + U_C &= 3U_0 = 0; \\ I_{(C)A} + I_{(C)B} + I_{(C)C} &= 3I_0 = 0, \\ I_{(C)A} &= \frac{U_A}{-jX_{CA}}; \quad I_{(C)B} = \frac{U_B}{-jX_{CB}}; \quad I_{(C)C} = \frac{U_C}{-jX_{CC}}. \end{aligned}$$

При замыкании на землю фазы A параметры принимают следующие значения:

$$U_A = 0; \quad I_A = 0; \quad U_B = -E_A,$$

где U_N - напряжение нейтрали.

Фазные напряжения неповрежденных фаз увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз:

$$U'_C = U_{CA}; \quad U'_B = U_{BA},$$

где U_{CA} , U_{BA} - линейные напряжения в нормальном режиме. Следовательно, $3U_0 = U'_C + U'_B = U_{CA} + U_{BA}$. Поскольку $U_B = U_N + E_B$; $U_C = U_N + E_C$, то $3U_0 = 3U_N$. Все изложенное выше проиллюстрировано на векторной диаграмме рис. 36, а. Величины токов фаз B и C можно определить следующим образом:

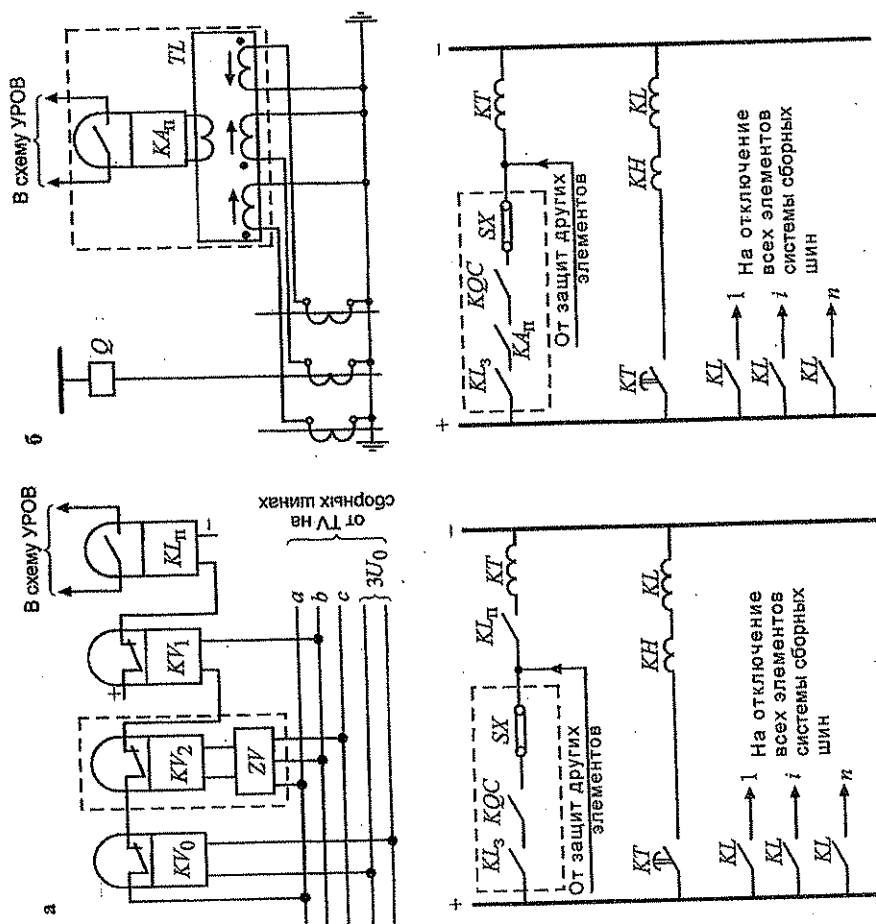


Рис. 116. Устройство резервирования при отказе выключателей:

а - с дополнительным пусковым органом напряжения; б - с дополнительными пусковыми токовыми органами

наводится на каждое присоединение, сигнал на отключение неповрежденных присоединений подается через реле $K7$, KL .

На рисунке 116, а пусковой орган УРОВ выполнен с помощью реле напряжения. В нормальном режиме реле KL_n держит свои контакты разомкнутыми. При возникновении трехфазных к.з. работает реле KV_1 (реле минимального напряжения), которое замыкает свой контакт и подает питание на реле KL_n . При двухфазных к.з. работает реле KV_2 , подключающее на фильтр напряжений обратной последовательности ZF . Контакт KV_2 замыкается и снимается питание с реле KV_1 , которое замыкает свой контакт и подает питание на реле KL_n . При однофазных к.з. работает реле KV_0 . При появлении $3U_0$ замыкается контакт KL_n . При однофазных к.з. работает реле KV_1 .

Реле KQC - реле положения «ВКЛЮЧЕНО». Оно контролирует включенное положение выключателя. При срабатывании реле KL_n работе защиты и включенном выключателе одного из элементов, подключенных к системе шин, получает питание реле $K7$ (рис. 116, а) и с выдержкой времени подается сигнал на отключение всех элементов системы шин.

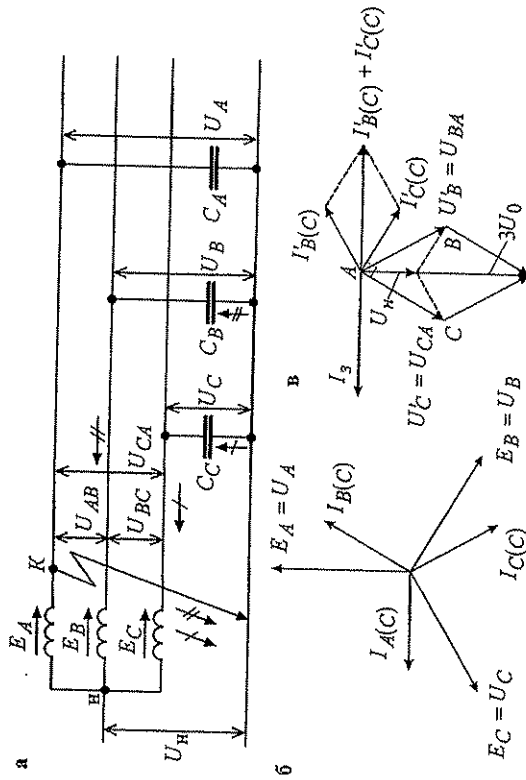


Рис. 36. Характер изменения I и U при замыкании фазы А на землю:
а - схема сети; б - векторная диаграмма нормального режима;
в - векторная диаграмма при замыкании фазы А на землю

$$I_B = \frac{U_B}{-jX_{CB}}; \quad I_C = \frac{U_C}{-jX_{CC}}$$

Ток в месте замыкания равен $I_3 = I_B + I_C$ и направлен в противоположную сторону (рис. 36, в):

$$I_3 = -\frac{1}{j} (I_B + I_C) = -\frac{1}{j} \left(\frac{U_B}{-jX_{CB}} + \frac{U_C}{-jX_{CC}} \right)$$

при условии $X_{CB} = X_{CC} = X_C$.
Отсюда

$$I_3 = -\frac{1}{j} \frac{3U_N}{X_C}$$

Величина I_3 возросла по сравнению с емкостным током фазы в нормальном режиме в 3 раза.

При замыкании фазы на землю в сети с изолированной нейтралью появляются токи $3I_0$, но величина этих токов мала и достигает лишь 30–50 А, поэтому выполнить защиту с использованием фильтра токов нулевой последовательности (ФТНП) не представляется возможным. Реле K_A , включенное на ФТНП, не сработает при возникновении замыкания на землю одной фазы, т.к. I_3 не приводит к значительному увеличению $3I_0$, на которое реагирует реле. Реле K_A имеет $I_{сз} = k_N I_{нб}$; $I_{нб}$ определяется в основном потерями в трансформаторах тока, которые в самом благоприятном случае составляют $f_i = 10\%$.

При включении в нейтраль дуготгасящей катушки выполнение защит еще более усложняется, поскольку величина I_3 емкостного характера полностью компенсируется током катушки, имеющим индуктивный характер. Работа в режиме перекомпенсации или недокомпенсации нежелательна.

Требования к защите от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью отличаются от требований к защитам от к.з. Эти повреждения не требуют немедленного отклю-

$$I_{сз} = \frac{k_N}{k_B} (I_{раб\max} + I_{раб\доп}),$$

где $I_{раб\max}$ - нагрузка на своей секции; $I_{раб\доп}$ - нагрузка, подключаемая к секции при действии АВР на $Q7$; $k_N = 1,2$, $k_B = 0,85$.

Ток $I_{сз}$ для реле K_A2 выбирается по следующим условиям:

1. Условие возврата реле после отключения поврежденной ЛЭП своей защитой

$$I_{сз} = \frac{k_N}{k_B} k_{сз} (I_{раб\max} + I_{раб\доп}),$$

где $k_{сз}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске двигателей.

2. Условие недействия защиты при работе АВР на $Q7$

$$I_{сз} = k_N (I_{раб\max} + k_1 I_{раб\доп}),$$

где $k_1 = 2,5 \div 3$ - коэффициент, учитывающий самозапуск двигателей на соседней секции; $k_N = 1,2 \div 1,3$.

Рассмотренная схема неполной дифференциальной защиты шин может быть применена для защиты шин генераторного напряжения электростанций.

Резервирование действия защиты и отказа выключателя (УРОВ). При автоматической ликвидации повреждений встречаются случаи отказа в действии релейной защиты или выключателей. Подобные случаи могут привести к тяжелым авариям, поэтому необходимо резервировать действие релейной защиты и выключателей. Применяется 2 способа резервирования:

- 1) дальнейшее резервирование;
- 2) близкое резервирование.

Дальнее резервирование выполняется резервными ступенями основных защит (III ступень дистанционной защиты) или резервными защитами (МТЗ трансформаторов, генераторов). Близкое резервирование осуществляется защитами с выключателями той же подстанции, где произошел отказ.

Достоинство дальнего резервирования в том, что основная и резервная защиты находятся на разных подстанциях и не зависят друг от друга. Но в сложных сетях резервные защиты часто обладают низкой или недостаточной чувствительностью. Устройство ближнего резервирования (УРОВ) (рис. 115) при к.з. $K1$ и поломке выключателя $Q3$ действует на отключение всех присоединений, т.е. $Q1$, $Q2$, $Q4$. То же самое происходит при наличии к.з. и поломке любого из выключателей данной системы шин.

Для запуска схемы УРОВ выполняются специальные токовые реле, установленные на каждом присоединении. Поскольку в результате действия УРОВ могут произойти многочисленные отключения, то время действия УРОВ выбирается больше, чем время самой большой ступени резервной защиты всех присоединений. Запуск УРОВ осуществляется при выполнении следующих условий:

- сработала защита присоединения (сама грубая по времени ступень);
- выключатель присоединения остался во включенном положении;
- находится в сработанном состоянии пусковые реле УРОВ.

Схема УРОВ имеет большое количество блокировок, запрещающих ее работу, при неисправностях цепей защиты, исчезновении напряжения, неисправностях источников питания оперативных цепей. Пример выполнения схемы УРОВ приведен на рис. 116. Реле K_A2 уста-

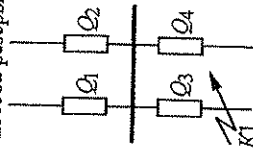


Рис. 115. Принцип действия УРОВ

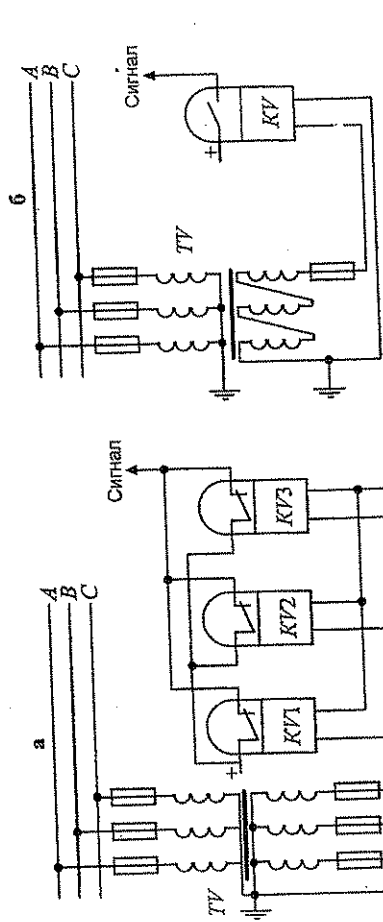


Рис. 37. Схема неселективной защиты при замыканиях на землю:
а - с реле минимального напряжения; б - с реле напряжения нулевой последовательности

чения элемента и допускается работа при возникшем режиме в течение двух часов, но сигнализация о возникшем замыкании должна существовать. Кроме того, две здоровые фазы наводятся длительное время под повышенным напряжением, что может привести к пробоям изоляции на них и к возникновению двухфазных или двойных замыканий на землю.

Основная сложность в выполнении данных защит заключается в малых токах замыкания и сложности их улавливания, поэтому защиты должны обладать высокой чувствительностью, что требует создания иных принципов действия защит.

Наиболее простой является неселективная сигнализация о замыкании на землю (рис. 37). Защита неселективная, поскольку она не определяет элемент, на котором возникло замыкание. На рис. 37, а изображена защита, использующая три реле минимального напряжения. При однофазном замыкании одно из реле сработает и подаст сигнал диспетчеру. На рис. 37, б приведена схема защиты, использующая реле максимального напряжения, подключаемого к фильтру напряжения нулевой последовательности.

Для выполнения селективных защит, указывающих поврежденный элемент, используют защиты, реагирующие на ток замыкания. При их подключении применяют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности (ТНП). ТНП не имеют первичной обмотки, и токовая погрешность обычных трансформаторов тока у ТНП отсутствует. Роль первичной обмотки играют три фазных провода, проходящих внутри магнитопровода и находящихся в изоляции (рис. 38).

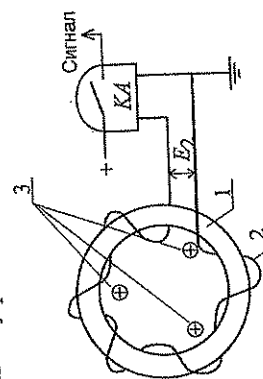
В нормальном режиме в магнитопроводе существует магнитный поток Φ_T , обусловленный магнитными потоками трех фаз

$$\Phi_T = \Phi_A + \Phi_B + \Phi_C.$$

Величина $\Phi = \frac{wI}{R_\mu}$, где w - число витков обмотки ТНП; R_μ - магнитное сопротивление;

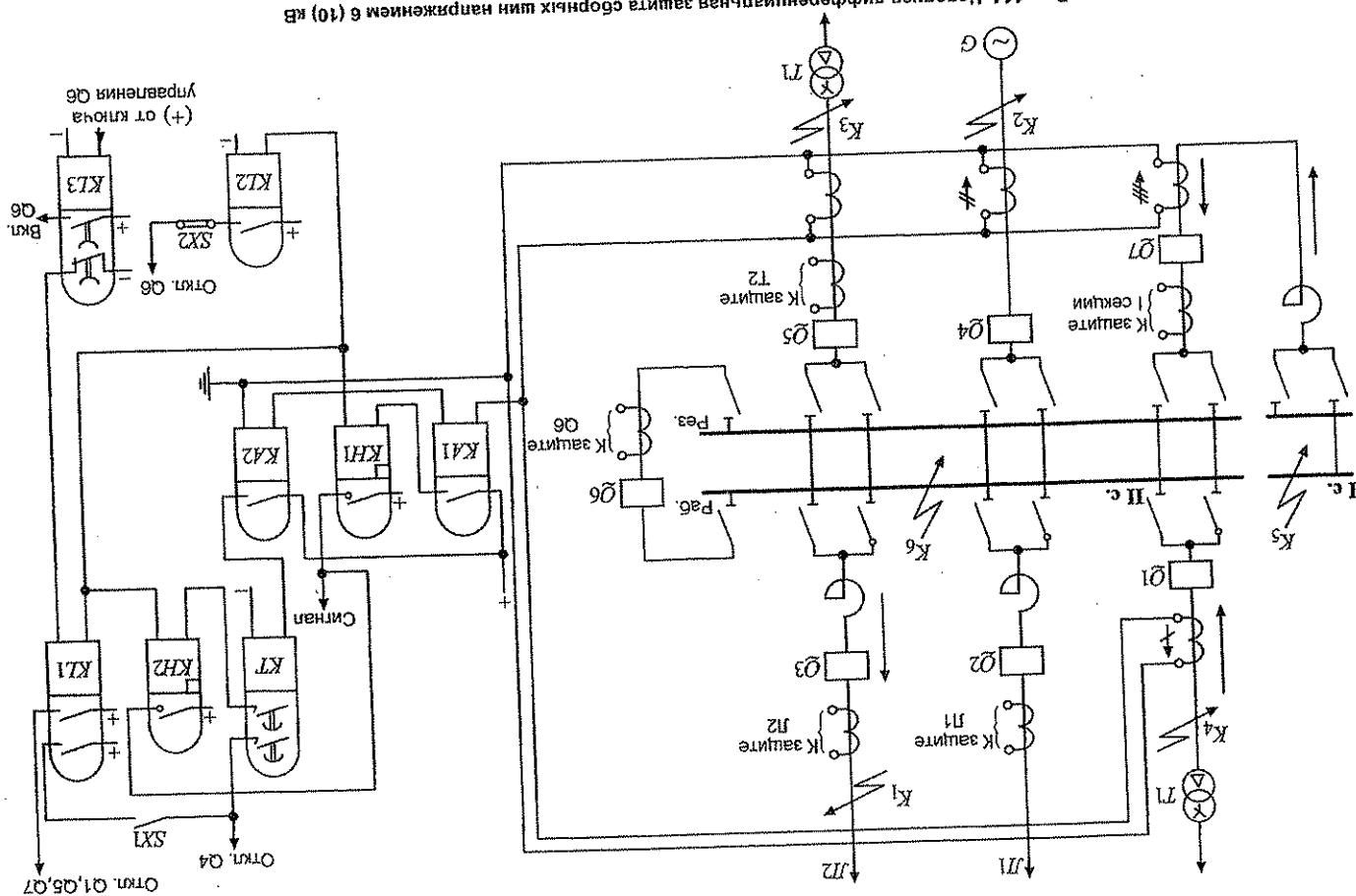
1 - фазный ток. Можно считать, что при соблюдении симметрии в расположении обмоток относительно магнитопровода $\frac{w}{R_\mu} = k$ - одинаково для всех фаз.

Рис. 38. Защита от замыканий на землю с использованием ТНП



1 - магнитопровод; 2 - обмотка ТНП; 3 - фазные провода защищаемого элемента

Рис. 114. Неполная дифференциальная защита сборных шин напряжением 6 (10) кВ



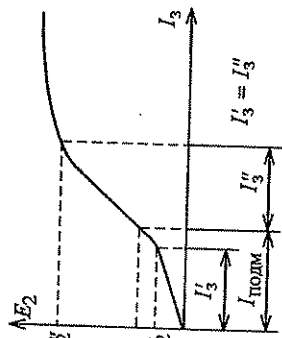


Рис. 39. Характеристики намагничивания ТНП с подмагничиванием

Тогда

$$\Phi_T = kI_A + kI_B + kI_C = k(I_A + I_B + I_C) = k \cdot 3I_0.$$

Величина Φ_T зависит от величины тока $3I_0$. Ток, который может протекать по реле KA_1 , в нормальном режиме обусловлен незначительной несимметрией магнитной системы, поэтому $I_{сз} = k_n I_{неб}$; $I_{неб}$ можно измерить, подключив последовательно с обмоткой реле измерительный прибор. При появлении замыкания на землю одной из фаз суммарный ток $\Phi_T = \Phi_A + \Phi_B + \Phi_C \neq 0$, что приводит к возникновению ЭДС на выводах обмотки ТНП, следовательно, по реле KA потечет ток, величина которого определяется величиной тока замыкания I_3 (рис. 36). Схема защиты с применением ТНП приведена на рис. 41, а.

Для увеличения чувствительности защиты используются ТНП с подмагничиванием. Наличие дополнительной обмотки (подмагничивания) позволяет увеличить ток, подаваемый в реле, при неизменной величине тока замыкания в сети. Увеличение I_p происходит за счет смещения рабочей зоны в область более крутой части характеристики $E_2 = f(I_3)$ (рис. 39).

При отсутствии подмагничивания величина E_2 , создающая ток в реле мала, I_p также небольшой величины. При подключении обмотки подмагничивания ($I_{подм}$) в сердечнике создается дополнительный магнитный поток, который влияет на насыщение, но не влияет на величину I реле. Последнее достигается встречным включением двух секций обмотки подмагничивания. При правильно рассчитанном $I_{подм}$ можно сместить рабочую зону в область более крутой характеристики $E_2 = f(I_3)$. Теперь при такой же величине $I_3' = I_3$, $E_2' > E_2$ и, следовательно, I_p увеличивается.

ТНП и ТНП с подмагничиванием нашли применение при выполнении защит генераторов, двигателей, линий с $U \leq 35$ кВ. Существуют селективные защиты, реагирующие на токи высших гармоник и токи высокой частоты (до 2000 Гц) переходного режима однофазного замыкания. Величины токов, обусловленных составляющими с $f > 50$ Гц на поврежденном элементе больше, чем на неповрежденных, т.к. они равны сумме соответствующих токов неповрежденных элементов. На рис. 40 показан принцип подключения реле и выполнения защиты.

На каждом присоединении установлен ТНП, к нему подключен ZF - фильтр высших гармоник, выделяющий определенную частоту $f \neq 50$ Гц. При замыкании на землю на элементе 1 ток с $f \neq 50$ Гц на нем больше, чем на элементе 2, и защита элемента 1 сигнализирует о возникшем повреждении. Схема защиты, реагирующей на токи ВЧ, приведена на рис. 41, б. В последнее время получили широкое распространение реле РТЗ-51, реагирующие на токи промышленной частоты (рис. 41, в). Реле состоит из согласующего трансформатора TL , фильтра промышленной частоты ZF , усилителя A и токового реле KA , выполненного на время-импульсном принципе. Фильтр ZF пропускает ток с частотой 50 Гц и запрещает попада-

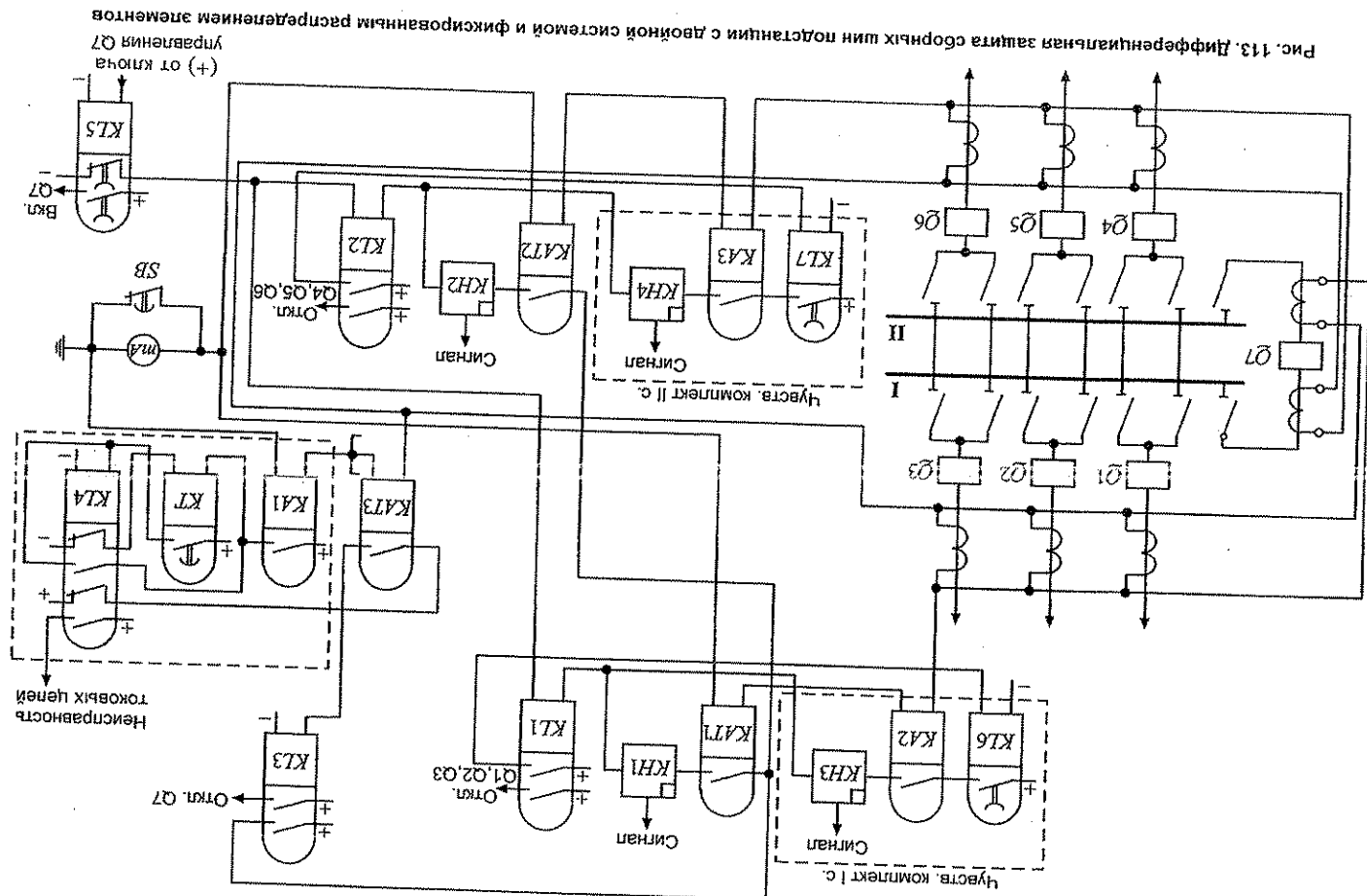


Рис. 40. Защиты, реагирующие на токи высших гармоник

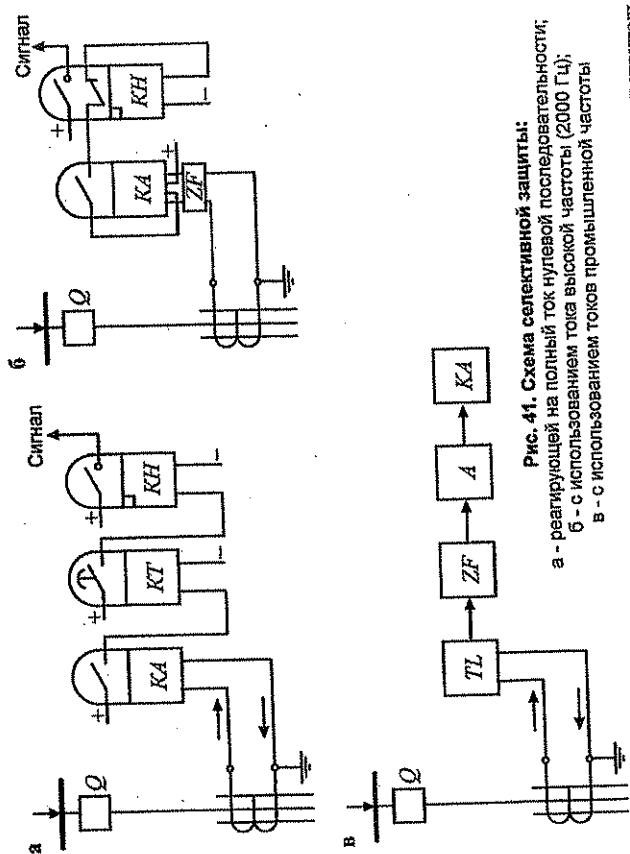


Рис. 41. Схема селективной защиты:

а - реактурующей на полный ток нулевой последовательности;
 б - с использованием тока высокой частоты (2000 Гц);
 в - с использованием тока промышленной частоты

ние в реле КА токов высших гармоник. Усилитель А служит для повышения чувствительности реле к малым значениям тока замыкания I_3 . Выход усилителя подключается на схему сравнения токового реле, рассмотренного в гл. 17 данного пособия. Реле РТЗ-51 имеет диапазон срабатывания по току от 0,02 до 0,12 А. Коэффициент возврата реле 0,93. Применяется еще один вид защит, получивших название - направленные защиты. Это защиты, реагирующие на угол φ_0 между $3I_0$ и $3U_0$. Величина φ_0 будет различна для элементов при наличии или отсутствии на них короткого замыкания.

7. ЗАЩИТЫ НА ПЕРЕМЕННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ

На подстанциях без дежурного персонала обычно используется переменный оперативный ток. На таких подстанциях устройства релейной защиты обладают рядом особенностей. Источником переменного оперативного тока служат трансформаторы тока.

Существует три принципа выполнения защит:

1. Защиты с использованием дешупитирования катушек отключения выключателей.
2. Защиты с применением энергии заряженного конденсатора.
3. Защиты с использованием энергии предвременно заряженного конденсатора.

Такие показатели, как коэффициент чувствительности K_d и надежность, у защит на переменном оперативном токе хуже, чем у защит на постоянном оперативном токе.

При подключении оперативных цепей (о.п.) защиты к ТА необходимо, чтобы

$$S_{ТА} \geq S_{о.п.}$$

где $S_{о.п.}$ - мощность, забираемая от ТА для питания обмоток релейной защиты и, главное, катушек отключения выключателя, $S_{ТА}$ составляет $300 \div 1000$ ВА, а $S_{ТА}$ при 10%-ой погрешности от 15 до 75 ВА. Увеличение мощности вторичной нагрузки на ТА приводит к возрастанию его токовой погрешности.

Рассмотрим способы выполнения МТЗ на переменном оперативном токе.

Дифзащита называется полной, когда трансформаторы тока установлены на всех присоединениях. Данная защита применяется для шин 35 кВ и выше. Принципиальная схема полной дифзащиты приведена на рис. 113. Избирательные комплекты выполнены на реле КАТ1 и КАТ2, пусковой комплект - на реле КАТ3. В схеме предусмотрен вывод защиты из действия при обрывах вторичных цепей ТА - реле КА1, КТ, КЛ4.

При обрывах вторичных цепей ТА в реле КА1 появляется ток, оно срабатывает и с выдержкой времени запитывает реле КЛ4, которое снимает «+» оперативного тока с контактов реле КАТ3, чем и выводит дифзащиту из действия. Выдержка времени нужна для отстройки от бросков $I_{неб}$ при к.з. на шинах, когда защита должна подействовать на отключение.

При к.з. на первой системе шин работают реле КАТ1 и КАТ3. При срабатывании реле КАТ3 запитывается реле КЛ3, отключающее секционный выключатель Q1-Q3 через реле КЛ1.

При наличии устойчивого к.з. на первой системе шин приходится в действие ее чувствительный комплект. После работы защиты шин АПВ включает самый мощный питающий элемент. Если к.з. не устранено, то величина тока $I_{кз}$ будет меньше, чем в первый момент возникновения аварии, когда были включены все присоединения. Следовательно, реле КАТ1 и КАТ3 не сработают, а сработает реле КА2. Реле КЛ6 работает после срабатывания реле КЛ1, отключающего присоединения первой системы шин. Реле КЛ6 имеет размыкающийся с выдержкой времени контакт, который остается замкнутым после отключения выключателей Q1-Q3. Если к.з. устойчиво и работает реле КА2, то сигнал на отключение подается через контакт реле КЛ6. АПВ всех остальных элементов запрещается.

Неполная дифзащита - если трансформаторы тока установлены только на питающих элементах. Данная защита применяется для защиты шин 6-35 кВ. Схема защиты приведена на рис. 114.

Защита имеет две ступени: 1-я ступень - основная, действует при к.з. на шинах, а 2-я ступень - резервная - действует при к.з. на отходящих линиях. В 1-ю ступень входит реле КА1, включенное на сумму токов всех источников питания. Все ТА имеют одинаковые I_T . При внешних к.з. (точка К1 на Л2) в реле КА1 ток не сбалансирован, по реле протекает $I_{кз}$ от источников питания и суммарный ток нагрузки линий (линии Л2 для рассматриваемой схемы). Для исключения срабатывания защиты в этом режиме необходимо, чтобы

$$I_{сз\text{ } КА1} = k_H (I_{кз.вн.макс} + \sum I_{нагр.ЛЭП}); \quad k_H = 1,2 \div 1,3.$$

При к.з. на соседней секции (точка К5), а также при к.з. в точках К2 и К3 токи в реле уравновешены и защита не работает.

В нормальном режиме по реле КА1 протекает ток I_P , но т.к. к защите не подключен ток по линиям Л1 и Л2, то ток I_P по реле КА1 в нормальном режиме будет меньше, чем при внешних к.з., и защита работать не будет.

При к.з. на шинах (точка К6) защита сработает, если $I_{кз2} > I_{сз}$.

Основная ступень защиты выполнена на реле КА1 - это токовая отсечка, которая действует на отключение выключателей источников питания без выдержки времени через реле КЛ2 и КЛ1.

Вторая ступень защиты, выполненная на реле КА2, резервирует действие реле КА1, а также токовых защит линий Л1 и Л2.

Ток срабатывания реле КА1 выбирается по следующим условиям:

$$1. I_{сз} = k_H (I_{кз.вн.макс} + \sum I_{нагр.ЛЭП}); \quad k_H = 1,2 \div 1,3.$$

$$2. \text{Условие отстройки от увеличения тока при действии АВР на } Q7$$

МТЗ на основе демультипликации катушек отключения. Демультиплицирование подразумевает переключения без разрывов токовой цепи. На рисунке 42 поясняется идея демультипликации катушки отключения. Обмотка реле подключена к вторичной обмотке ТА. В нормальном режиме контакты реле 1 и 2 замкнуты, а контакты 3 и 4 разомкнуты. При возрастании тока реле срабатывает и замкнет контакты 3 и 4, а затем разомкнет контакты 1 и 2. Таким образом, после срабатывания реле ток потечет по ТА, реле, контактам 3 и 4 и катушке отключения выключателя УАТ.

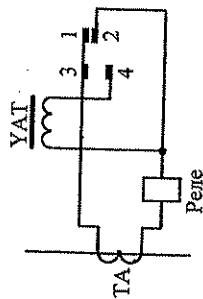


Рис. 42. Демультиплицирование катушки отключения

К особенностям выполнения реле в данной схеме относятся:

- контакты реле должны быть рассчитаны на длительное протекание большого тока (≈ 100 А);
- после срабатывания реле ток, протекающий по нему, увеличивается по сравнению с током нормального режима, что приводит к увеличению токовой погрешности ΔI .

Поскольку $I_2 = \frac{I_1}{n} - \Delta I$, увеличение ΔI приведет к уменьшению I_2 . Снижение тока I_2 до значений меньших, чем $I_{в.з}$ реле, может привести к размыканию контактов 3 и 4. Во избежание этого необходимо $I_{сз}$ и $I_{в.з}$ рассчитывать с учетом значения ΔI .

Токи срабатывания и время срабатывания защиты выбираются точно так же, как и для защит на постоянном оперативном токе. Например, для вторичных токовых реле

$$I_{ср} = \frac{k_H \cdot k_{сз} \cdot k_{сх}}{k_B \cdot n_T} I_{р.б.п.а.х.}$$

Кроме того, при срабатывании токовых реле к ТА подключается УАТ, нагрузка на реле резко возрастает и ток в реле КА резко падает, поскольку уменьшился вторичный ток в ТА. Для того чтобы реле КА не разомкнуло свои контакты, ток в реле должен превышать ток возврата реле. В этом случае надежное действие электромагнита отключения обеспечивается, если $I_{сз} > I_{з01}$, где $I_{з01}$ - ток срабатывания электромагнита отключения, приведенный к первичной стороне ТА.

Если $I_{сз} < I_{з01}$, то выключатель отключиться не может.

Проверка условия $I_{сз} > I_{з01}$ проводится следующим образом:

- 1) при заданном вторичном токе $I_{з01}$ определяют необходимое значение вторичного тока ТА I_2 :

$$I_2 = k_H I_{з01}; \quad k_H = 1.2 \div 1.4;$$

- 2) определяется первичный ток $I_{з01}$ с учетом токовой погрешности ТА

$$I_{з01} = (I_2 + I_{нам}) \cdot n_T,$$

где $I_{нам}$ - ток намагничивания, который можно найти на основе характеристик намагничивания ТА.

Если при найденном токе намагничивания условие $I_{сз} > I_{з01}$ не выполняется, то возникает необходимость в последовательном соединении вторичных обмоток двух ТА. При этом нагрузка вторичных цепей каждого ТА снижается в два раза, что в свою очередь приводит к уменьшению тока намагничивания. Для исключения возврата пускового реле защиты (КА) после демультипликации электромагнита отключения необходимо, чтобы $I_{з02} \geq k_H I_{воз.р.}$; $k_H = 1.2$.

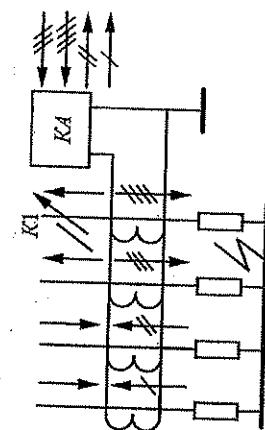


Рис. 111. Принцип действия дифзащиты шин

в точке к.з. и $I_p \neq 0$, защита работает и действует на отключение всех присоединений данной системы шин без выдержки времени. Дифзащита шин выполняется с помощью реле типа РНТ (реле с быстронасыщающимся трансформатором). Все трансформаторы тока принимаются одинаковыми с одинаковым коэффициентом трансформации. Ток срабатывания защиты выбирается, исходя из двух условий:

1. $I_{сз} = k_H \cdot I_{н.б.п.а.х.}$; $k_H = 1.3$; $I_{н.б.п.а.х.}$ - наибольшее значение тока небаланса, протекающего по реле при внешнем к.з.
2. $I_{сз} = k_H \cdot I_{нагр.п.а.х.}$; $I_{нагр.п.а.х.}$ - нагрузочный ток наиболее мощного присоединения.

Выполнение схемы защиты шин определяется схемой выполнения сборных шин станции или подстанции. Рассмотрим в качестве примера релейную защиту шин для подстанции с двумя системами шин и фиксированным распределением элементов.

Структурная схема защиты приведена на рис. 112. В данной схеме обязательно наличие трех комплексов токовых реле (реле типа РНТ). Комплексы 1 и 2 называются избирательными, а комплекс 3 - пусковым. Избирательные комплексы определяют на какой системе шин возникло к.з. Пусковой комплект работает при к.з. на любой из систем шин. Наличие комплекта 3 необходимо для того, чтобы при нарушении фиксации (например, элемент 2 присоединен ко II системе шин (---)) и внешних к.з. (K1) защита ложно не отключала все присоединения на подстанции. Отключение присоединений системы шин произойдет только при условии работы пускового комплекта и одного из избирательных. При нарушении фиксации (---) и к.з. K1 работают оба избирательных комплекта, но не работает пусковой, вследствие чего не происходит ложного отключения подстанции.

В схеме присутствуют 2 чувствительных комплекта (4 и 5), которые работают после неуспешного АПВ шин. АПВ шин включает элементы, отключенные дифзащитой шин поочередно, начиная с наиболее мощного питающего элемента. Если к.з. было устойчивое, то включенный элемент вновь отключается защитой с помощью чувствительного комплекта ($I_{ср.компл.5} < I_{ср.компл.1}$) и подается сигнал «запрет АПВ» на остальные элементы данной системы шин.

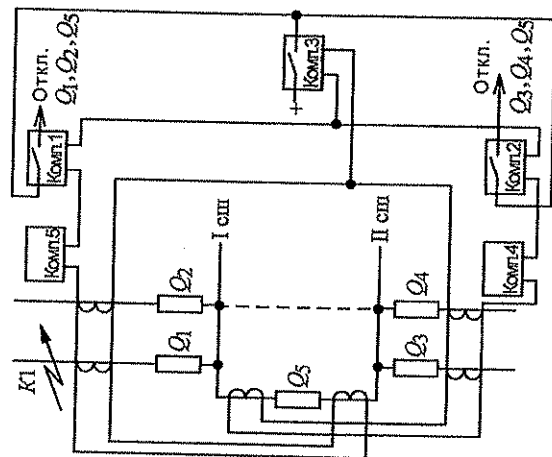


Рис. 112. Защита шин для подстанции с двумя системами шин и фиксированным распределением элементов

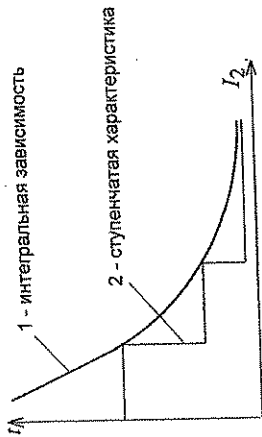


Рис. 109. Интегрально зависимость выдержка времени

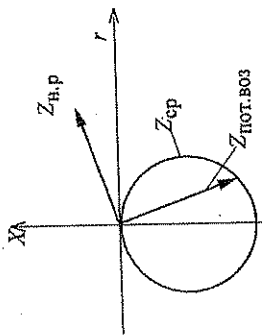


Рис. 110. Характеристики сопротивления генератора на комплексной плоскости

На генераторах устанавливается защита от повышения напряжения, отключающая блок при $U \geq 1,4 U_{\text{ном}}$.

На роторе генератора установлены защиты от замыканий на землю в цепи обмотки ротора, а также защиты от перегрузки ротора током возбуждения. Они описаны в разделе «Защиты генераторов».

Блочные генераторы, как правило, имеют защиту от потери возбуждения. При потере возбуждения генератор начинает работать в асинхронном режиме, он выдает в сеть активную мощность и потребляет из сети реактивную. Защита от потери возбуждения выполняется с помощью реле сопротивления, подключенного к трансформаторам тока, установленным в нулевых выводах генератора.

Принцип выполнения защиты основан на том, что в нормальном режиме $Z_{\text{н.р}}$ может быть представлена вектором $Z_{\text{н.р}} = r_{\text{н.р}} + jX_{\text{н.р}}$, расположенным в первом квадранте комплексной плоскости (рис. 110).

При потере возбуждения генератор работает с потреблением реактивной мощности Q из сети, т.е. $Z_{\text{пот.воз}}$ смещается из первого квадранта, т.к. $Z_{\text{пот.воз}} = r_{\text{пот.воз}} - jX_{\text{пот.воз}}$. Следовательно, если использовать реле сопротивления, имеющее характеристику, расположенную в нижней части полуплоскости $Z_{\text{ср}}$ (см. рис. 110), то можно получить защиту, отключающую нормальные режимы от режимов, вызванных потерей возбуждения. Часть плоскости, расположенная внутри окружности $Z_{\text{ср}}$, соответствует рабочей зоне реле сопротивления. Защита действует на разгрузку блока и турбины или на отключение генератора при не-допустимости работы его в асинхронном режиме.

16. ЗАЩИТА ШИН СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ. УРОВ

Короткие замыкания на сборных шинах станций и подстанций возникают:

- 1) из-за перекрытия шинных изоляторов и вводов выключателя;
- 2) повреждения трансформаторов тока и напряжения;
- 3) поломка изоляторов разъединителей и воздушных выключателей;
- 4) ошибок оперативного персонала при переключениях.

Отключение повреждений на шинах может производиться защитными элементами, питающими эти шины. Это, как правило, резервные защиты трансформаторов, генераторов, линий, двигателей. Они имеют большие выдержки времени и иногда не могут обеспечить селективного отключения повреждения на шинах. Для защиты шин используют специальные защиты с высокими показателями по надежности и чувствительности.

Для шин 110 кВ и выше используется дифзащита, принцип действия которой основан на первом законе Кирхгофа. Сумма токов, притекающих к шинам равна сумме токов, уходящих из шин. В нормальном режиме и в режиме внешнего к.з. это условие всегда выполняется. Если же к.з. происходит на шинах, то весь ток течет в точку к.з., а ток протекающий по

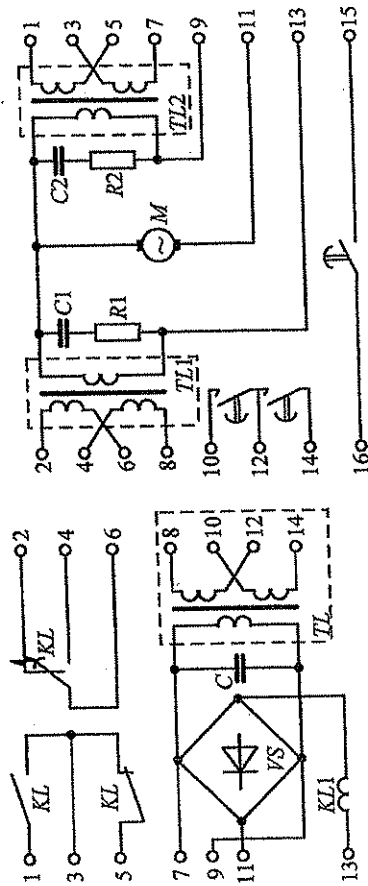


Рис. 43. Токовое промежуточное реле типа РП-341

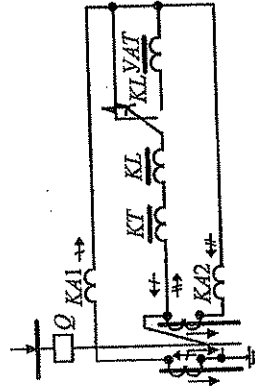


Рис. 44. Токовое реле времени типа РВМ-12 (13)

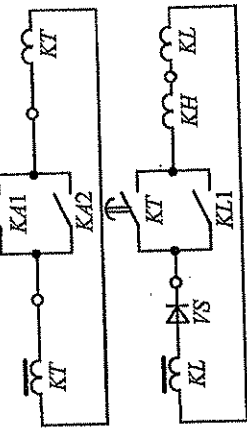


Рис. 45. Схема MT3 с десинхронизацией одной катушки отключения выключателя

Расчет $I_{\text{зо1}}$ проводят с учетом токовой погрешности ТА, $I_{\text{зо1}} = (k_{\text{н}} I_{\text{воз.р}} + I_{\text{нам}}) n_{\text{т}}$.

Для надежного действия защиты необходимо, чтобы $I_{\text{воз}} > I_{\text{зо1}}$, т.е. $I_{\text{воз}} \geq (k_{\text{н}} I_{\text{воз.р}} + I_{\text{нам}}) n_{\text{т}}$.

Возможность применения схемы с десинхронизацией по условиям работы контактов реле проверяют по условию

$$\frac{I_{\text{к.п.к.}}^{(3)}}{n_{\text{т}}} \leq 150 \text{ А,}$$

$I_{\text{к.п.к.}}^{(3)}$ рассчитывается, когда точка к.з. берется у места установки защиты.

Схемы реле времени и промежуточного реле на рис. 44 и 43 соответственно.

Токовое промежуточное реле РП-341 (рис. 43) состоит из трансформатора ТЛ, первичные обмотки которого подключены к вторичным обмоткам ТА. Вторичная обмотка ТЛ через сглаживающую емкость С подключена на вход выпрямительного моста VS. Трансформатор ТЛ работает в режиме насыщения, что позволяет ограничить величину его вторичного напряжения. Реле имеет контакты 2, 4, 6, переключающиеся с дежурным питанием. Срабатывание реле происходит при замыкании цепи питания обмотки КЛ1, подключенной на выход выпрямительного моста VS. К зажимам 11, 13 подключаются замыкающиеся контакты реле тока или времени.

Токовое реле времени РВМ-12 (13) (рис. 44) состоит из двух трансформаторов ТЛ1 и ТЛ2, которые работают в режиме насыщения. Их первичные обмотки подключены к трансформаторам тока. Наличие ТЛ1 и ТЛ2 позволяет подключать реле времени на ток фазы или

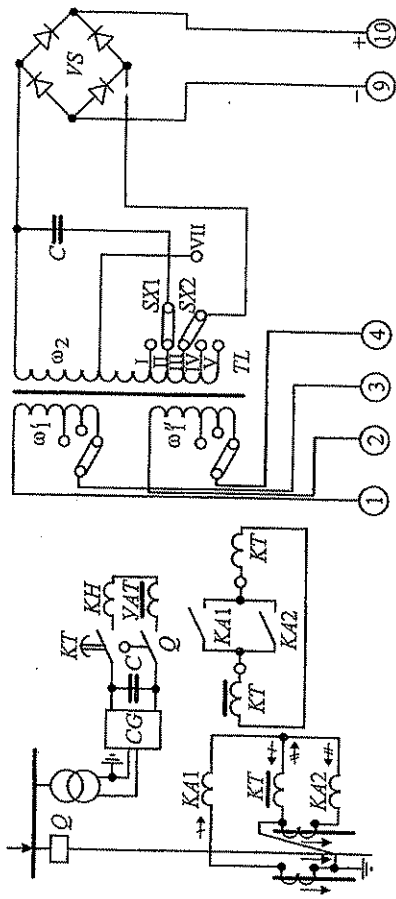


Рис. 46. МТЗ с питанием оперативных цепей от предварительного заряженного конденсатора

Рис. 47. Блок питания зарядный типа БПЗ-402

Вторичные обмотки $TL1$ и $TL2$ через сглаживающие фильтры $C1-R1$ и $C2-R2$ подают питание на обмотку микродвигателя M . Микродвигатель имеет втягивающийся ротор. В неработоспособном состоянии ток в обмотке микродвигателя отсутствует, данный режим работы микродвигателя допустим. Питание на обмотку микродвигателя подается при замыкании цепи 9-11 или 11-13. В этом случае ротор втягивается в воздушный зазор, что в свою очередь приводит к срабатыванию реле времени. Уставка реле времени изменяется начальным положением неподвижных контактов.

Схема МТЗ с дежурным питанием катушек отключения приведена на рис. 45.

Пусковые реле $K41$ и $K42$ включены на токи фаз A и C . Первичные катушки реле KT и KL на разность токов I_A и I_C . В нормальном режиме ток протекает, минуя катушку отключения YAT . При возникновении к.з. сработают реле $K41$ и $K42$ и подадут питание на катушку реле времени KT , которое сработает с выдержкой времени и подаст напряжение на реле KL . Контакты реле KL , выполненные как дежурные, переключаются и подключают катушку YAT ко вторичным обмоткам TA . Контакт $KL1$ шунтирует контакт KT и ставит реле KL на самоподхват, что увеличивает надежность срабатывания реле KL . На рис. 46 приведена схема МТЗ с питанием оперативных цепей с предварительно заряженного конденсатора.

Отключение выключателя происходит за счет разрядного тока конденсатора C . Цепь разряда собирается после замыкания контакта реле времени KT . Величина разрядного тока должна быть достаточной для отключения выключателя.

Схема блока питания для заряда конденсатора приведена на рис. 47. Переменное напряжение подается от вторичных обмоток трансформатора напряжения TV на зажимы 1, 2, 3, 4. Конденсатор C подключен на выход блока к клеммам 9, 10.

МТЗ с питанием оперативных цепей от блоков питания напряжения (БПН) не имеют никаких особенностей по сравнению с МТЗ на постоянном оперативном токе. Реле тока и времени аналогичны тем, которые используются для постоянного оперативного тока.

БПН представляет собой выпрямительное устройство, подключаемое к трансформаторам напряжения и имеющее на выходе постоянное напряжение ± 220 В или ± 110 В.

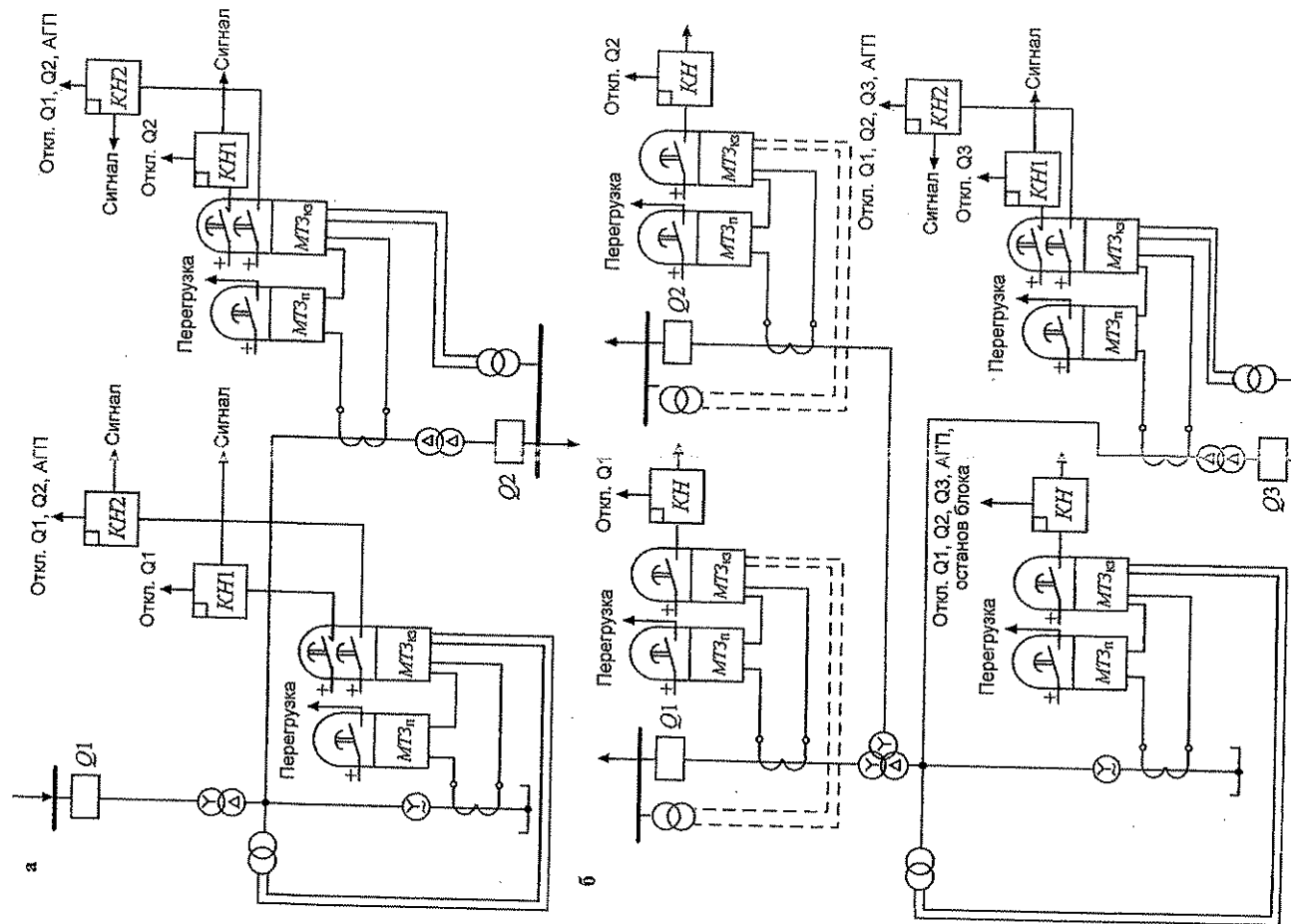


Рис. 108. Токовые защиты от междофазных к.з. и перегрузок блока генератор-трансформатор:
а - размещение защит на блоке генератор-двухобмоточный трансформатор;
б - размещение защит на блоке генератор-трехобмоточный трансформатор

8. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ

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

МТЗ и токовые отсечки отключения к.з. без выдержки времени не выполняют, что связано с их принципами действия и особенностями. Одним из видов защит, позволяющих выполнять отключение без выдержки времени при к.з. в любой точке защищаемого элемента являются дифференциальные защиты. Принцип действия продольных дифференциальных защит основан на сравнении величин и фаз токов в начале и конце защищаемого элемента (рис. 48).

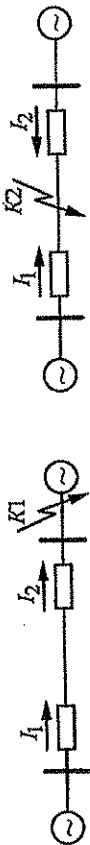


Рис. 48. Направления токов при различных к.з.

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

На рис. 48 показано распределение токов по концам защищаемого элемента при к.з. на линии (К1) и вне линии (К2). При к.з. в точке К1 токи I_1 и I_2 равны по величине и направлены в одну сторону. При к.з. в точке К2 ток I_2 меняет направление и $I_1 \neq I_2$.

Сравнение величин и направлений

токов производится в реле, которое подключается к вторичным обмоткам одинаковых трансформаторов тока (ТА), установленных с обеих сторон защищаемого элемента и соединенных между собой проводами. Соединение выполняется таким образом, чтобы при к.з. К1 в реле протекала разность токов I_1 и I_2 , $I_p = I_1 - I_2$, а при к.з. К2 $I_p = I_1 + I_2$ (см. рис. 49).

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

Рассмотрим подключение реле и ТА в схеме с циркулирующими токами (см. рис. 49). В нормальном режиме и при к.з. К1 (рис. 49, а) в реле протекает ток $I_p = I' - I''$ при $I_1 = I_2$ и условии, что $n_1 = n_2 = n_T$; $f_i = 0$, $I_p = 0$, т.е. реле не работает.

При к.з. в зоне защиты (рис. 49, б) $I_p = I' + I'' > 0$ и реле работает, отключая защищаемый элемент с обеих сторон без выдержки времени. Продольная дифзащита - абсолютно селективная, она действует при к.з. только на своем участке, следовательно, ее не нужно согласовывать по времени с защитами соседних элементов. Зона защиты охватывает участок сети, расположенный между ТА.

гармоники. Таким образом, в зоне защиты оказывается вся статорная обмотка генератора. Селективно выпускаются защиты типа 3ЗГ-1, 3ЗГ-2. Эти защиты не имеют «мертвой зоны».

От к.з. на землю на стороне ВН защита установлена в глухозаземленной нейтраль силового трансформатора (рис. 107). Защита реагирует на ток $3I_0$, возникающий при к.з. на землю и согласуется по току и по времени с защитой от замыканий на землю во внешней сети.

Для блоков с генераторами мощностью больше 1000 МВт устанавливается дополнительно резервная дифференциальная защита блока. Она охватывает весь блок и действует на отключение и останов блока с выдержкой времени.

Для защиты блоков от внешних к.з. устанавливаются МТЗ и дистанционные защиты. Они подключаются к трансформаторам тока, установленным в нейтрали генератора и к трансформаторам напряжения, установленным на выводах статорной обмотки генератора. Этим самым увеличивается зона действия защиты, т.к. в нее попадает блок. Защиты согласуются по токам, сопротивлению и времени с защитами внешних присоединений и действуют на отключение и останов блока с выдержкой времени (рис. 108).

На рисунке 108, а показано размещение защит блока с двухобмоточным трансформатором. На рисунке 108, б - с трехобмоточным блочным трансформатором.

В качестве защиты от несимметричных к.з. на генераторах устанавливается токовая защита обратной последовательности на базе реле РТФ-6М, имеющем интегрально заданную выдержку времени (рис. 109). В данном реле большее значение I_2 отключается с меньшим временем. Может быть реализована многоступенчатая защита (см. рис. 109, кр. 2), которая реализуется на реле РТФ-7. Сигнализация от симметричной перегрузки устанавливается общей для блока и выполняется в виде МТЗ с выдержкой времени большей, чем время действия самой медленной ступени токовых защит блока. Реле подключается к трансформаторам, установленным в нейтраль генератора.

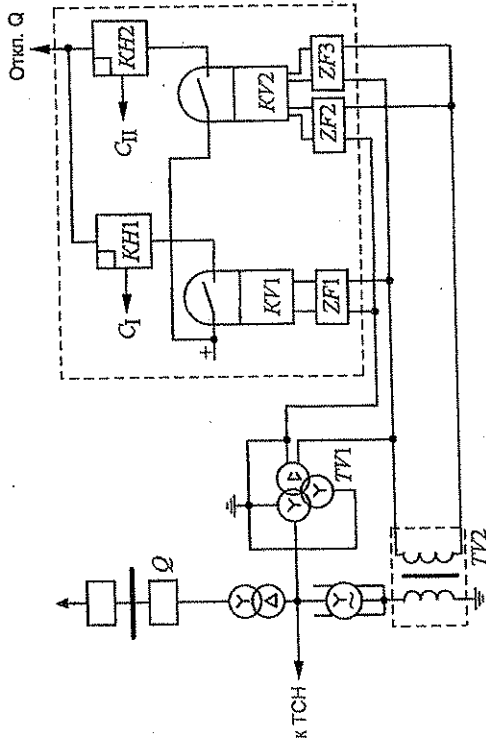


Рис. 106. Защита напряжений нулевой последовательности от однофазных замыканий в обмотке статора блочного генератора, реагирующая на составляющие третьей гармоники

Откл. Q, АПГ, остан. блока

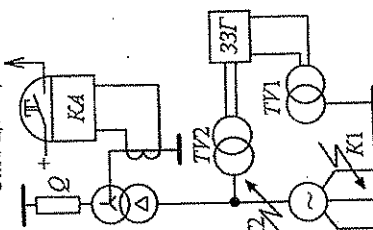


Рис. 107. Защита от замыканий на землю генератора и трансформатора

Рис. 108. Защита от замыканий на землю генератора и трансформатора

В реальных системах для реальных ТА $f_i \neq 0$ (токовая погрешность ТА) и при внешних к.з. и нормальных режимах. С учетом токовой погрешности $I' = \frac{I_1 - I_{\text{нам}1}}{n_T}$, тогда

$$I_p = \frac{I_1 - I_{\text{нам}1}}{n_T} - \frac{I_2 - I_{\text{нам}2}}{n_T} = \frac{I_1 - I_2}{n_T} - \frac{I_{\text{нам}1} - I_{\text{нам}2}}{n_T}$$

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

$$I_p = - \frac{I_{\text{нам}1} + I_{\text{нам}2}}{n_T} = \frac{I_{\text{неб}}}{n_T},$$

называемый током небаланса.

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

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

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

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

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

Наличие $I_{\text{неб}}$ обусловлено:

- 1) неидентичностью ТА;
- 2) $I_{\text{неб}}$ резко возрастает в первый момент к.з., когда $I_{\text{сз}}$ состоит из периодической ($I_{\text{пер}}$) и апериодической ($I_{\text{ап}}$) составляющих. Ток $I_{\text{ап}}$ быстро затухает и не отражает истинной картины к.з. Но $I_{\text{ап}}$ влияет на увеличение $I_{\text{нам}}$ ТА, что увеличивает погрешность ТА;
- 3) на увеличение $I_{\text{неб}}$ оказывает влияние остаточное намагничивание сердечников ТА.

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

- 1) подбирать ТА с идентичными характеристиками намагничивания;
- 2) ТА должны иметь зону насыщения при большом значении $I_{\text{сз}}$. Трансформаторы того класса D, рекомендуемые для применения в дифференциальных защитах, удовлетворяют этому требованию;
- 3) для выравнивания $I_{\text{нам}1}$ и $I_{\text{нам}2}$ необходимо выравнивать нагрузки вторичных обмоток ТА $Z_{\text{нагр}1} = Z_{\text{нагр}2}$, а также уменьшать величину $Z_{\text{нагр}}$ либо ограничивать вторичную ЭДС E_2 ТА путем увеличения n_T ;
- 4) производят отстройку от $I_{\text{ап}}$, возникающего в первый момент к.з. (при $t \approx 0$).

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

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

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

В БНТ отстройка от $I_{\text{ап}}$ осуществляется за счет выполнения сердечника БНТ из специальной стали с широкой петлей гистерезиса (рис. 50).

15. ОСНОВНЫЕ ЗАЩИТЫ БЛОКОВ: «ГЕНЕРАТОР-ТРАНСФОРМАТОР»

Современные крупные ГРЭС, АЭС, ГЭС выполняются по блочному принципу. Релейная защита генераторов, трансформаторов и трансформаторов собственных нужд выполняется таким же образом, как для оборудования, не объединенного в блок, но существует ряд особенностей при выполнении защит блоков.

1. Соединение в один блок нескольких элементов позволяет объединить однотипные защиты в одну. Например, дифзащита блока, МТЗ от внешних к.з., МТЗ от перегрузки и т.п.

2. Различные режимы работы нейтралей генератора и сети, т.е. отсутствие электрической связи, позволяет не согласовывать между собой защиты от замыканий на землю в статорной обмотке генератора и защиту от однофазных к.з. во внешней сети.

3. На блоках релейные защиты действуют не только на выключатель блока и АПВ, но и на технологические защиты и на останова блока в целом

4. Малые запасы по нагреву мощных генераторов обуславливают необходимость уменьшения защит от нагрева ротора при несимметричном режиме

5. Высокая стоимость мощных блоков повышает требования к надежности, чувствительности и быстродействию защит блоков.

К основным защитам блока относятся: продольная дифференциальная защита генератора, поперечная дифференциальная защита генератора (если она может быть установлена на генераторе, т.е. статорная обмотка генератора содержит параллельные ветви), дифференциальная защита силового трансформатора, газовая защита трансформатора, дифференциальная защита ошиновки высокого напряжения (по принципу действия аналогична дифференциальной защите шин). Все перечисленные защиты действуют без выдержки времени на отключение и останова блока при всех видах к.з. в генераторе, трансформаторе и на выводах блока к шинам высокого напряжения. В блоке обязательно присутствие трансформатора собственных нужд (ТСН). Он имеет свою дифференциальную и газовую защиту, которая отключает выключатель на высоком напряжении ТСН, если он установлен, или выключатель блока с его останова, если этого выключателя нет. Тип реле, используемых в дифзащитах, зависит от мощности блока. На генераторах это чаще всего реле ДЗТ-11, а на силовых трансформаторах - реле ДЗТ-21. Принцип действия данного реле заключается в отличии вида тока включения и тока к.з. Применение реле ДЗТ-21 позволяет увеличить $k_{\text{з}}$ защиты, т.к. $I_{\text{сз}} = 0,3 I_{\text{ном}}$ для реле ДЗТ-21, а для реле ДЗТ-11 - $I_{\text{сз}} \approx (1,3 \div 1,4) I_{\text{ном}}$.

Дифференциальные защиты выполняются отдельно для трансформатора и генератора, но зоны защит должны перекрывать друг друга (рис. 105).

Расчет защит приведен в соответствующих разделах.

От однофазных к.з. в цепи статора генератора предусмотрена специальная защита, причем на блоках большой мощности это защита типа ЗЗГ (рис. 106).

Данная защита реагирует на напряжение нулевой последовательности. В устройстве ЗЗГ содержится 2 блока: один (ЗЗГ1) реагирует на напряжение $3U_0$ первой гармоники ($f = 50 \text{ Гц}$), а второй блок (ЗЗГ2) - на напряжение $3U_0^{(3)}$ третьей гармоники.

При к.з. в точке К1 «вблизи нейтрали» $U_n = 3U_0$ близко к нулю и блок первой гармоники на него не реагирует, но при к.з. в точке К1 напряжение $3U_0^{(3)} = U_{\text{ген}}$, следовательно, к.з. «вблизи нейтрали» попадает в зону действия блока третьей гармоники. При к.з. в точке К2 на выводах статорной обмотки, наоборот, $3U_0 \gg 0$, а $3U_0^{(3)} \approx 0$, поэтому работает блок первой

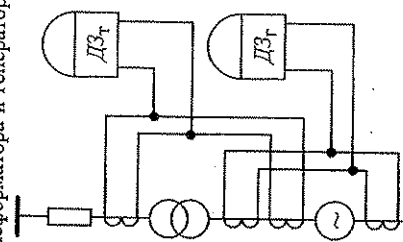


Рис. 105. Дифференциальные защиты блока

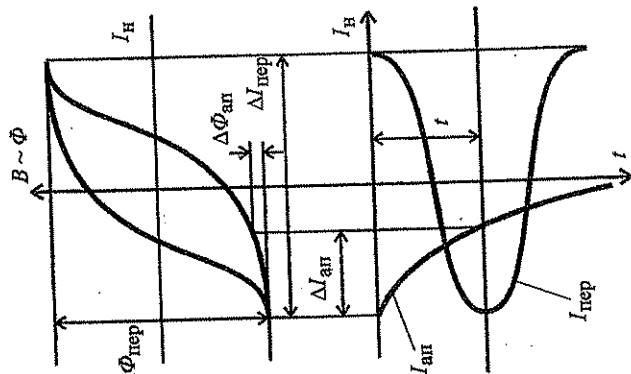


Рис. 50. Принцип действия БНТ

Проанализируем изменения $I_{\text{пер}}$ и $I_{\text{ап}}$ за время $t = 0,01$ с. Ток $I_{\text{ап}}$ изменяется незначительно ($\Delta I_{\text{ап}}$), что приводит к небольшому изменению $\Delta \Phi_{\text{ап}}$. Ток $I_{\text{пер}}$ за то же время изменяет свое значение от максимального до минимального, следовательно, изменение потока $\Delta \Phi_{\text{пер}}$ тоже будет максимумом. ЭДС во вторичной обмотке оп-мально возможным. ЭДС $e_2 = -\frac{d\Phi}{dt}$ и, следовательно, зависит от изменения $\Delta \Phi_{\text{пер}}$, поэтому ток во вторичной обмотке БНТ, подключенной к токовому реле, зависит, в основном, от $\Delta \Phi_{\text{пер}}$ и, следовательно, от $I_{\text{пер}}$.

Ток $I_{\text{ап}}$ практически полностью тратится на насыщение стали и не трансформируется во вторичную обмотку БНТ, а $I_{\text{пер}}$ трансформируется полностью после того, как произойдет насыщение сердечника до величины, определяемой индукцией насыщения. Это время составляет $0,01 \div 0,02$ с. Применение БНТ позволяет при расчете $I_{\text{сз}}$ учитывать не полное значение $I_{\text{сз}}$, а лишь его периодическое значение. Это приводит к снижению $I_{\text{сз}}$, а значит, к увеличению k_4 защиты. Более упрощенно эффект отсекания аperiodической составляющей тока при помощи БНТ можно объяснить тем, что $I_{\text{ап}}$, медленно изменяясь во времени, намагнивает собой постоянный ток. А, как известно, постоянный ток через трансформатор не передается.

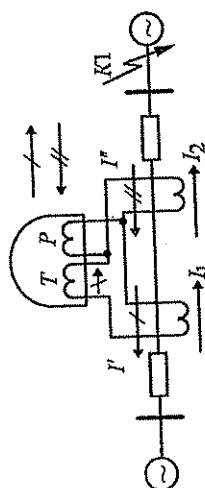


Рис. 51. Подключение реле с торможением и поведение защиты при внешних к.з.

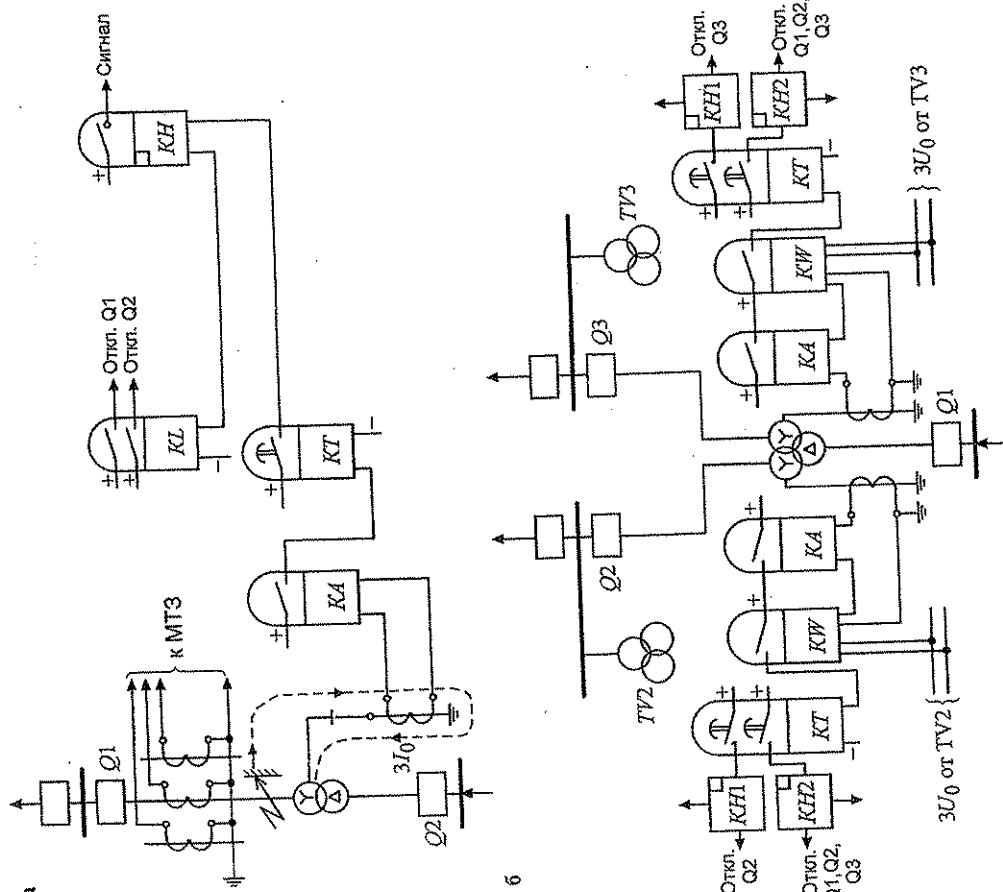
Еще один способ увеличения k_4 дифзащит состоит в использовании магнитного торможения. Тормозная обмотка (W_T) реле включается таким образом, чтобы μ_T (момент тормозных обмоток) создавался больше μ_R (момент рабочих обмоток) при внешних к.з. (рис. 51). Для этого тормозная обмотка включается в плечо дифзащиты, а рабочая - параллельно Т.А.

При внешних к.з. $I_T > I_{\text{раб}}$ и отсюда $\mu_T > \mu_R$ за счет подбора числа витков W_T и W_R ; I_T - ток в тормозной обмотке, $I_{\text{раб}}$ - ток в рабочей обмотке, в случае внешнего к.з. $I_{\text{раб}} = I' - I''$.

При к.з. в зоне защиты $I_{\text{раб}} = I' + I''$, а $I_T = I'$, т.е. $I_{\text{раб}} > I_T$ и $\mu_R > \mu_T$, что приводит к срабатыванию реле (рис. 52).

Применение торможения позволяет снизить $I_{\text{сз}}$, поскольку его можно не отстраивать от $I_{\text{неб}}$ при внешних к.з.

Рассмотрим подробней конструкцию реле РНТ-565 (рис. 53).



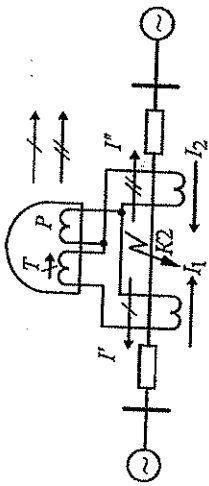


Рис. 52. Подключение реле с торможением и поведение защиты при к.з. в зоне защиты

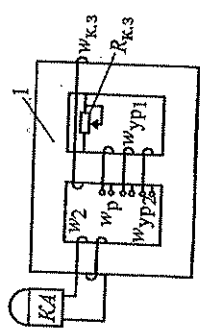


Рис. 53. Конструкция реле РНТ

Реле состоит из трехсерийного магнитопровода (1), который набран из шихтованной стали и является сердечником БНТ. Первичная обмотка БНТ выполнена в виде трех обмоток: рабочей w_p и двух уравнивательных $w_{ур1}$ и $w_{ур2}$. На w_p подается разность токов с ТА дифференциальной защиты, $w_{ур1}$ и $w_{ур2}$ служат для выравнивания токов в плечах защиты. В схемах дифференциальной защиты могут быть использованы одна, две либо все три обмотки. Короткозамкнутая обмотка $w_{к.з}$ состоит из двух секций и вместе с регулируемым сопротивлением $R_{к.з}$ предназначена для регулировки уровня поглощения $I_{ап}$ путем изменения степени намагничивания магнитопровода.

Токовое реле $K4$ (рис. 53) подключается ко вторичной обмотке w_2 БНТ. Выставление уставки на реле РНТ производится путем изменения числа витков w_p , $w_{ур1}$ и $w_{ур2}$. Таким образом, контроль выполнения I закона Кирхгофа осуществляется путем суммирования магнитных потоков, создаваемых токами, проходящими через обмотки w_p , $w_{ур1}$ и $w_{ур2}$ в БНТ. Реле тока $K4$, подключенное ко вторичной обмотке w_2 , будет срабатывать, если в БНТ возникает суммарный магнитный поток, превышающий 100 А-витков.

Сочетание БНТ и магнитного торможения использовано в реле ДЗТ-11, конструкция которого приведена на рис. 54.

Магнитопровод реле ДЗТ-11 аналогичен магнитопроводу реле РНТ. Первичные обмотки БНТ также w_p , $w_{ур1}$ и $w_{ур2}$, вторичная обмотка w_2 состоит из двух секций, которые включены согласно, следовательно, ЭДС e_2 , подводенная к реле, равна $e_2 = e_{2w1} + e_{2w2}$. Обмотка торможения w_t также состоит из двух секций, включенных встречно. Магнитные потоки Φ_t , создаваемые w_t , замыкаются по крайним стержням магнитопровода. Из-за встречного включения секций w_t эти потоки не оказывают влияния на ЭДС e_2 . За счет Φ_t увеличивается или уменьшается насыщение магнитопровода: при большом значении I_t возрастает Φ_t и увеличивается насыщение, что характерно для внешних к.з.

По рабочим обмоткам протекает ток I_p , который при внешнем к.з. имеет небольшое значение. Из-за значительного насыщения реле сработать не может.

При к.з. в зоне защиты ток $I_p > I_t$. Он создает большой поток Φ_p , и реле работает. Если защита выполняется на реле ДЗТ-11, то расчет уставок защиты заключается в выборе числа витков w_p , $w_{ур1}$, $w_{ур2}$ и w_t . Реле РНТ-565 и ДЗТ-11 срабатывают в том случае, когда суммарный магнитный поток в БНТ превысит 100 А-витков.

Напряжения срабатывания защиты рассчитывается также как для аналогичных защит генератора. Время согласуется с временем отходящих от шин низкого напряжения присоединений.

Размещение резервных защит для трехобмоточного трансформатора приведено на рис. 103. На трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах, имеющих двухстороннее питание, резервная защита одной из питающих сторон должна быть выполнена направленной.

На рисунке 103 у защиты на СН установлены две выдержки времени. Направленная ступень ($K42$, KW , $K72'$) имеет выдержку времени больше, чем у реле $K73$, но меньше, чем у МТЗ на ВН. Данная ступень резервирует к.з. внешней сети СН. Ненаправленная ступень МТЗ на СН ($K72''$) имеет выдержку времени больше, чем время МТЗ на НН и МТЗ на ВН. Предназначена эта ступень для отключения к.з. в трансформаторе.

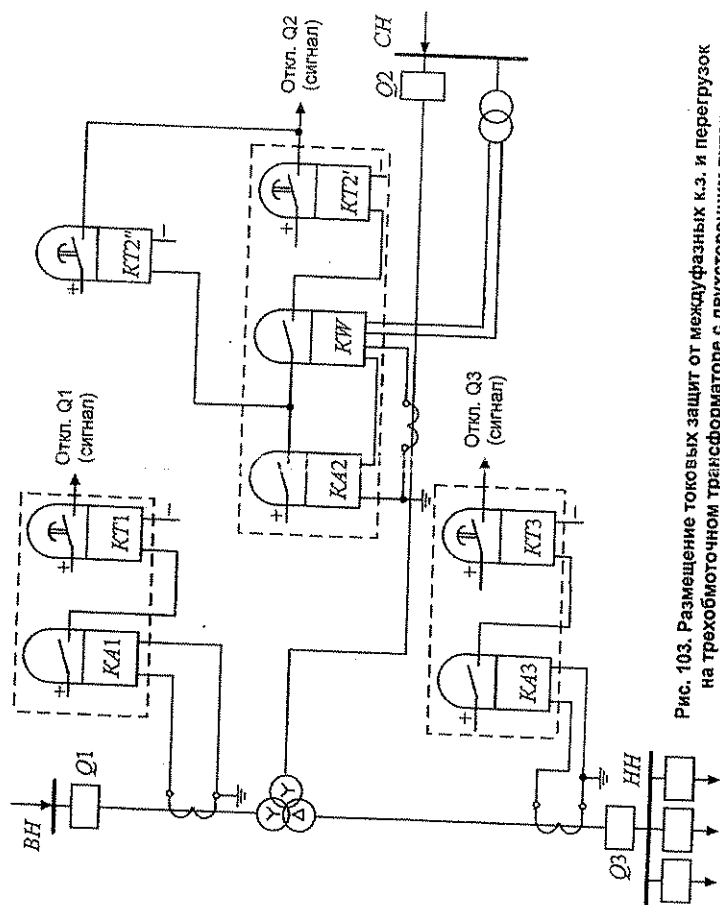
Защиты от замыканий на землю установлены со стороны обмотки, имеющей заземленные нейтрали (рис. 104, а).

Трансформатор тока установлен в нейтрали трансформатора. Защита согласуется по току и по времени с защитами от замыканий на землю сети ВН.

Для трехобмоточных трансформаторов защиты установлены со стороны двух обмоток, имеющих заземленные нейтрали (рис. 104, б). Реле времени $K7$ имеет две выдержки времени. С меньшей выдержкой $t_{уст}$ отключается выключатель своей стороны, с большей $t_{уст}$ трансформаторные выключатели всех трех сторон. Таким образом, вторая ступень резервирует дифференциальную защиту трансформатора при однофазных к.з. в трансформаторе.

Обе МТЗ нулевой последовательности (рис. 104, б) выполнены направленными, что позволяет селективно отключать повреждение во внешних сетях.

Рис. 103. Размещение токовых защит от междуфазных к.з. и перегрузок на трехобмоточном трансформаторе с двухсторонним питанием



Поперечные дифференциальные защиты. Принцип действия поперечных дифзащит основан на сравнении величин токов в одноименных фазах двух параллельных линий или в двух параллельных ветвях статорной обмотки генератора.

ТА установлены в одноименных фазах двух ЛЭП, причем $Z_{Л1} = Z_{Л2}$, $n_{T1} = n_{T2}$. Реле включено на разность токов $I_1 - I_2$.

В нормальном режиме и при внешних к.з. К1 для идеальных ТА (рис. 55) $I_p = \frac{I_1}{n_T} - \frac{I_2}{n_T} = 0$. Данное равенство справедливо, если $Z_{Л1} = Z_{Л2}$ и токовая погрешность ТА $f_1 = 0$. При к.з. на одной из линий (К2) ток $I_1 > I_2$, $I_p \neq 0$ и защита подействует на отключение $Q1$ без выдержки времени. Поскольку в реальных условиях существует некоторая разница в $Z_{Л1}$ и $Z_{Л2}$ и $f_1 \neq 0$, в нормальных режимах и при внешних к.з. протекает ток, который называют током небаланса $I_{неб}$:

$$I_{неб} = I'_{неб} + I''_{неб},$$

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

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

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

Третье условие $I_{сз} = \frac{k_n}{k_p} I_{нагр.мах}$ является условием недействия защиты при отключении одной из ЛЭП и внешнем к.з.

Схема поперечной дифзащиты для двух параллельных ЛЭП с общим выключателем для обеих ЛЭП представлена на рис. 56.

В схеме используются два токовых реле $KA1$ и $KA2$, включенные на токи фаз А и С.

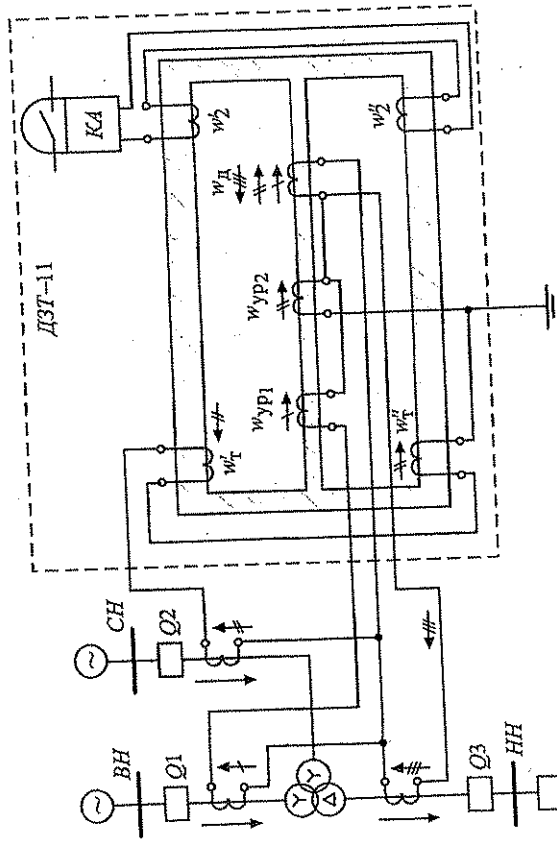


Рис. 101. Схема включения реле ДЗТ в дифференциальной защите трансформатора с двухсторонним питанием

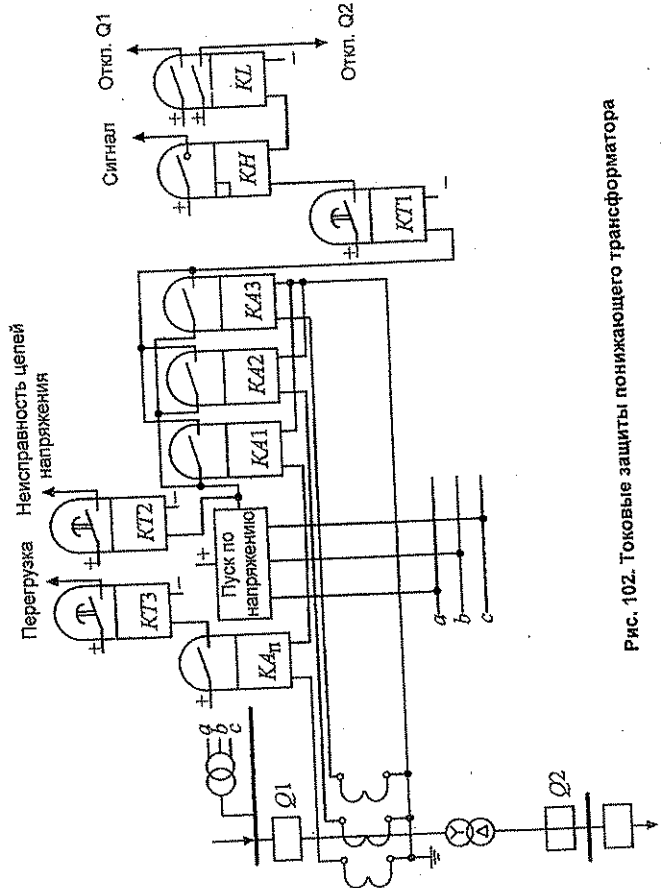


Рис. 102. Токовые защиты понижающего трансформатора

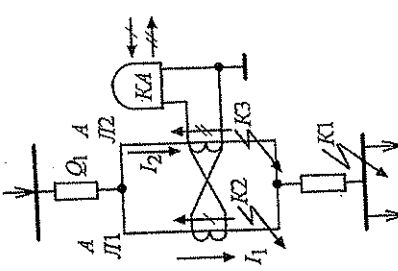


Рис. 55. Принцип действия поперечной дифзащиты

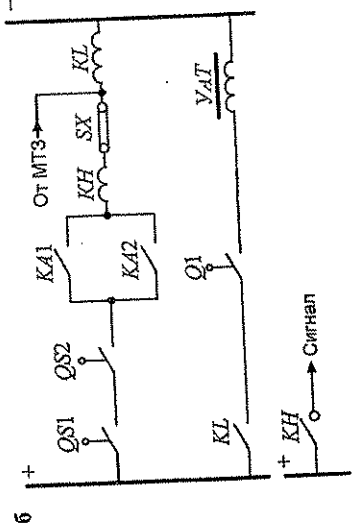


Рис. 56. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий в двухфазном исполнении: а - цепи переменного тока, б - оперативные цепи

Контакты разъединителей $QS1$ и $QS2$ выводят дифференциальную защиту из действия, если одна из параллельных ЛЭП отключена. Если обе ЛЭП включены, то $QS1$ и $QS2$ замкнуты, при к.з. на одной из линий работают $K41$ и $K42$ и через реле KZ без выдержки времени отключается выключатель $Q1$. При отключении одной из ЛЭП дифзащита выводится из действия (разомкнуты $QS1$ и $QS2$) и к.з. на линии отключаются с помощью МТЗ (рис. 56).

Существенным недостатком поперечной дифзащиты является мертвая зона, которая находится у шин противоположной подстанции. Наличие мертвой зоны объясняется тем, что при к.з. на шинах (точка $K3$ на рис. 55) вблизи шин подстанции 2 токи по линиям мало отличаются друг от друга. Ток реле $I_p = I_1 - I_2$, и возможны случаи, когда $I_p < I_{сз}$, а это приводит к недействию защиты в пределах защищаемых линий.

Рассмотрим определение величины мертвой зоны дифзащиты (рис. 57).

Если рассматривать к.з. в различных точках ($K1$, $K2$) линии $L2$, то токи I_1 и I_2 будут изменяться, но всегда сохраняется соотношение

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{Z_2}{Z_1},$$

где $Z_1 = Z_L - Z_K$, $Z_2 = Z_L + Z_K$.

График изменения I_1 и I_2 приведен на рис. 57. По реле $K4$ протекает ток $I_p = I_1 - I_2$. Если к.з. находится вблизи шин подстанции В, то $I_1 \approx I_2$ и $I_p \rightarrow 0$.

Порядок расчета $I_{сз}$ для реле $K4$ приведен ранее, причем $I_{сз} \gg 0$. Следовательно, существует участок (м) линий $L1$ и $L2$, где $I_p < I_{сз}$. В пределах этого участка дифференциальная защита не работает, и он получил название «мертвая зона».

Величину «мертвой зоны» можно определить следующим образом. Соотношение $\frac{I_1}{I_2} = \frac{Z_2}{Z_1}$ можно выразить через длину линий ℓ , тогда на границе «мертвой зоны» (м)

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{\ell + m}{\ell - m},$$

отсюда получаем $m(I_1 + I_2) = \ell(I_2 - I_1)$. Отметим, что $I_1 + I_2 = I_{к.з}$ при к.з. на границе «мертвой зоны», а $I_2 - I_1 = I_{сз}$, следовательно, $mI_{к.з} = \ell I_{сз}$, отсюда

$$m = \ell \cdot \frac{I_{сз}}{I_{к.з}}.$$

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

$$I_{сз} = k_H I_{неб}; \quad k_H = 1,5 \div 2,0.$$

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

Поперечная дифзащита может быть установлена на двух параллельных линиях с двухсторонним питанием. Тогда поперечная дифзащита выполняется направленной (рис. 58).

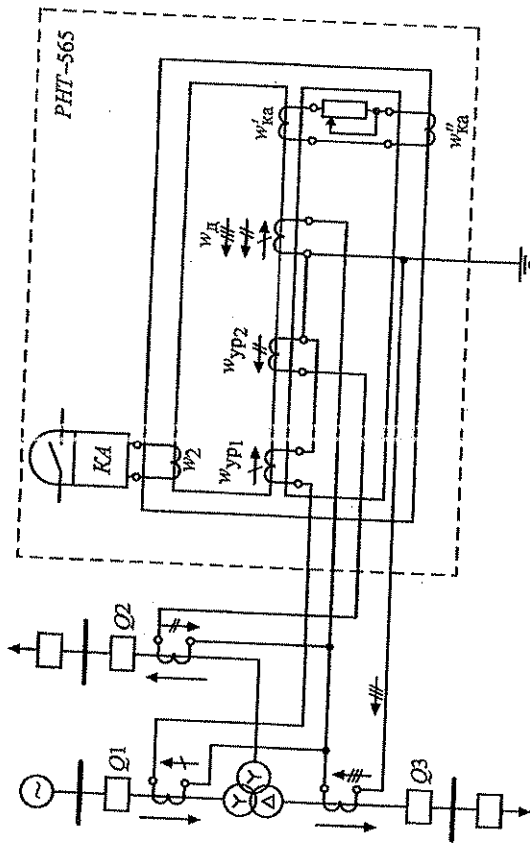


Рис. 100. Схема включения реле РНТ в дифференциальной защите трехобмоточного трансформатора с односторонним питанием

$$I' \cdot (w_{ур1} + w_{ка}') = I'' \cdot (w_{ур2} + w_{ка}'') + I''' \cdot w_{ка}'''$$

У трехобмоточного трансформатора для выравнивания намагничивающих сил используют все три обмотки реле. Для двухобмоточного трансформатора можно использовать две обмотки, например, $w_{ур1}$ и $w_{ур2}$ или $w_{ка}'$ и $w_{ур2(2)}$.

Схема выполнения защиты на реле ДЗТ-11 приведена на рис. 101. Тормозная обмотка подключена на сторону СН. Ток $I_{сз}$ определяется по условно отсройки от броска тока намагничивания $I_{сз} = k_H \cdot I_{ном}$, затем рассчитывают необходимое для установки число витков. Выбор w_T производится исходя из требования недействия защиты при внешних к.з.

Следует отметить, что k_H для защиты с реле ДЗТ-11 получается выше, чем у защиты с реле РНТ-565.

Для трансформаторов малой мощности ($S < 6300$ кВА) может быть использована токовая отсечка. Она работает при междоузловых к.з., и в зону ее действия попадает не весь трансформатор. От витковых к.з. в таком случае используется газовая защита.

Газовая защита установлена на всех трансформаторах, она действует при к.з. внутри бака и отключает трансформатор без выдержки времени при сильном выделении газа. При слабом выделении газа газовая защита действует на сигнал.

В качестве резервной защиты от к.з. во внешней сети применяются МТЗ, МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению, фильтровая токовая защита обратной последовательности, реагирующая на несимметричные к.з. На трансформаторах большой мощности и на автотрансформаторах применяется дистанционная защита. Все защиты выполняются таким образом, чтобы в зону их действия попадал трансформатор или автотрансформатор. Схема подключения резервной защиты для двухобмоточного трансформатора приведена на рис. 102.

В качестве резервной защиты используется МТЗ с пуском по напряжению (реле $K41$, $K42$, $K43$ и реле времени $K7$)

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} I_{ном}.$$

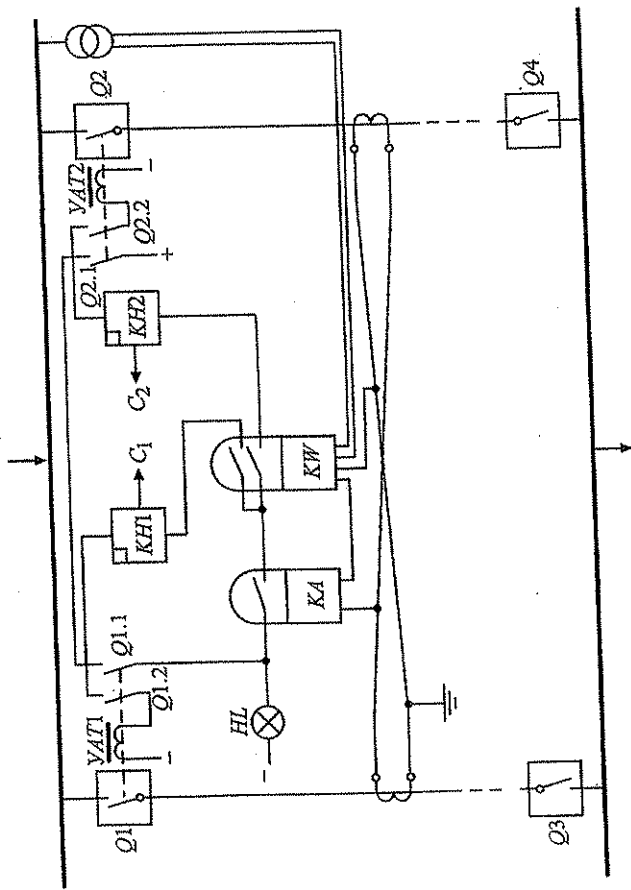


Рис. 58. Упрощенная схема поперечной направленной дифференциальной защиты

Направленная дифзащита отключает ту из параллельных ЛЭП, на которой произошло к.з. Для этого в схеме предусмотрено реле направления мощности двухстороннего действия КН (см. рис. 58). При к.з. на линии Л1 замыкается его верхний контакт и подает сигнал на отключение Q1. Дифзащита выводится из действия при отключении одной из параллельных линий размыканием блок-контактов Q1.1 или Q2.1. Включенное состояние Q1 и Q2 контролируется сигнальной лампой HL.

В случае двухстороннего питания поперечная дифзащита устанавливается с обеих сторон защищаемых линий.

Наличие «мертвых зон» поперечных дифзащит приводит к так называемому «каскадному» действию защиты. Поясним это подробнее.

«Мертвая зона» m_1 защиты 31 (рис. 59) расположена вблизи шин подстанции В, а m_2 — вблизи подстанции А. При возникновении к.з. К1 в «мертвой зоне» m_1 не работает 31 и не отключает Q1, защита 32 действует и отключается выключатель Q3. В этом случае весь ток $I_{кз}$ от двух систем С1 и С2 течет в точку К1 через защиту 31, величина его возрастает, и, если $I_{кз} > I_{сз1}$, то защита 31 сработает и отключит Q1. Такое действие защиты называется каскадным. Время отключения к.з. в этом случае возрастает. Для сокращения зоны каскадного

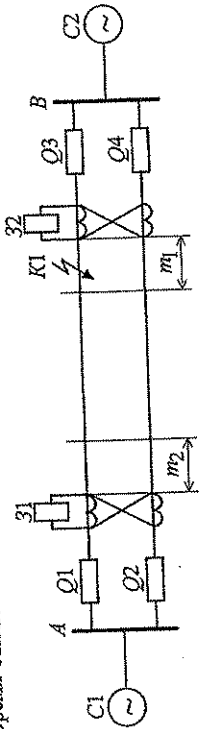


Рис. 59. Каскадное действие дифференциальной защиты

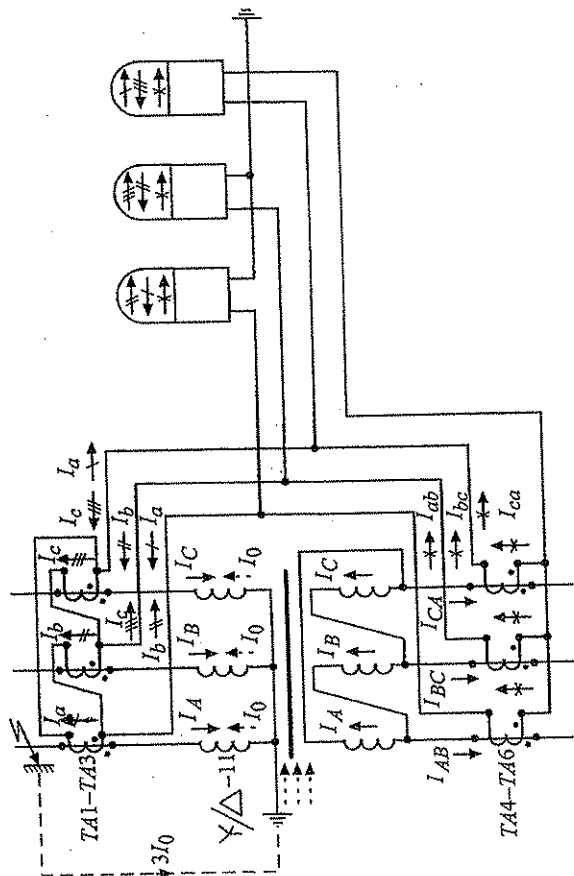


Рис. 99. Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле продольной дифференциальной защиты трансформатора

где $I_{неб.гт}$ — ток небаланса, обусловленный погрешностями ТА, он получается большой величины, поскольку ТА, используемые в дифзащите, различны по исполнению (различной марки, имеют различные n_T); $I_{неб.рег}$ появляется при изменении коэффициента трансформации силового трансформатора под нагрузкой; $I_{неб.уст}$ появляется из-за невозможности точно компенсировать неравенство токов I' и I'' (округление числа витков на обмотках реле РНТ, ДЗТ-11 и коэффициентов трансформации регулировочных автотрансформаторов ДЗТ-21).

При расчете дифзащит трансформаторов на реле серии РНТ и ДЗТ-11 снижается величина $I_{неб.}$, поскольку апериодическая слагающая тока $I_{кз}$ отфильтровывается и в реле не попадает.

Ток $I_{сз}$ выбирается из условия отстройки от $I_{неб.мах}$ при внешнем к.з.: $I_{сз} = k_n \cdot I_{неб.мах}$, а также по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора: $I_{сз} = k_n \cdot I_{ном}$, $k_n = 1,3$. За окончательное значение $I_{сз}$ выбирается большее. Схема подключения реле РНТ-565 к трансформаторам тока в защите трансформатора приведен на рис. 100.

По выбранному $I_{сз}$ определяют $I_{ср} = \frac{I_{сз} k_{ex}}{n_T}$, а затем рассчитывают число витков, необходимых для установки на обмотках реле РНТ-565, исходя из того, что реле срабатывает при 100 А-витках $w = \frac{100}{I_{ср}}$.

Обмотки реле подключаются к обмоткам ТА таким образом, чтобы в нормальном режиме магнитные потоки, а следовательно, и намагничивающие силы, создаваемые токами высокой, средней и низкой сторон, были уравновешены. Поскольку вторичные токи сторон защищаемого трансформатора сбалансировать абсолютно точно невозможно, выравнивают намагничивающие силы $F = I \cdot w$. Для трехобмоточного трансформатора (рис. 100) баланс намагничивающих сил в нормальном режиме записывается следующим образом

действия ($m_1 + m_2$) необходимо сокращать «мертвые зоны» защиты, что достигается снижением $I_{сз}$.

Поперечные дифференциальные защиты на ЛЭП не получили широкого распространения из-за следующих недостатков: наличие «мертвой зоны» и зоны каскадного действия, относительно невысокое значение коэффициента чувствительности, поскольку $I_{сз}$ рассчитывается по условию отстройки от $I_{нагр.мах}$. Кроме того, поперечная дифзащита может быть установлена только на параллельных линиях одинаковой длины, имеющих одинаковое сопротивление.

Продольные дифзащиты применяются в качестве основных защит трансформаторов, генераторов, системы сборных шин. На ЛЭП их применение ограничено наличием соединительных проводов, подключаемых к вторичным обмоткам ТА. При большой длине ЛЭП соединительные провода имеют большую длину, что значительно увеличивает вторичную нагрузку ТА и их погрешности, поэтому продольные дифференциальные защиты можно устанавливать на ЛЭП, длина которых не превышает 10 км.

9. ДИСТАНЦИОННЫЕ ЗАЩИТЫ

В сетях сложной конфигурации с большим числом источников питания обеспечить селективное отключение повреждений с помощью простых направленных защит не удается. Дифференциальные защиты на ЛЭП также имеют ограниченное применение, что связано с их особенностями. Один из способов защиты сложных систем - использование дистанционных защит (ДЗ). Дистанционной называется защита, время действия которой зависит от расстояния (дистанции) между местом установки защиты и точкой к.з. Выдержка времени нарастает в зависимости от увеличения расстояния до точки к.з.

При таком принципе действия к месту к.з. защита всегда будет иметь меньшую выдержку времени. ДЗ всегда выполняются направленными.

На рисунке 60 представлена условная схема замещения линии электропередачи. Слева изображен источник питания, представляемый ЭДС системы E_c и эквивалентным сопротивлением энергосистемы Z_c . Справа от ЛЭП изображено сопротивление $Z_{нагр}$, выполняющее роль потребителя мощности. В нормальном режиме в месте установки реле сопротивления протекает ток $I_{н.р.}$, а TV измеряет напряжение $U_{н.р.}$ на шинах. Отношение напряжения к току характеризует общее (эквивалентное) сопротивление всего участка изображенной сети в нормальном режиме

$$Z_c + Z_{ЛЭП} + Z_{нагр} = Z_{н.р} = \frac{U_{н.р.}}{I_{н.р.}}$$

По величине $Z_{нагр} \gg Z_c + Z_{ЛЭП}$, и общее комплексное сопротивление имеет активно-индуктивный характер, причем активная составляющая сопротивления больше, чем реактивная. Это связано с тем, что обычно $P_{нагр} > Q_{нагр}$. При возникновении к.з. сопротивление $Z_{нагр}$ шунтируется, происходит снижение напряжения $U_{кз}$ и резкое увеличение тока $I_{кз}$. Эквивалентное сопротивление участка значительно снижается за счет отсекаания $Z_{нагр}$ и части $Z_{ЛЭП}$, при этом

$$\frac{U_{кз}}{I_{кз}} = Z_{кз},$$

таким образом, $Z_{кз}$ значительно уменьшается по модулю в сравнении с $Z_{н.р.}$, и так как для элементов энергосистемы обычно выполняется условие $R < X$, то $Z_{кз}$ поворачивается относительно $Z_{н.р.}$, как это изображено на рис. 61. Если к.з. является трехфазным и металлическим

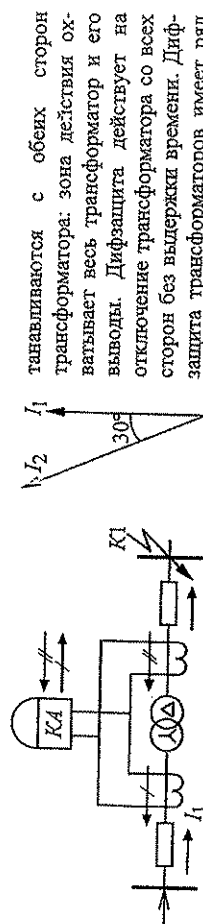


Рис. 97. Дифференциальная защита трансформатора

Первичные токи силового трансформатора не равны по величине и не совпадают по фазе. Например, для понижающего трансформатора с соединением обмоток $\Delta/\Delta-11$ токи I_1 и I_2 различаются по величине и между ними существует сдвиг по фазе (рис. 97).

Для того, чтобы снизить $I_{неб} = I' - I''$ (см. рис. 97), протекающий по реле в нормальном режиме и при внешнем к.з. в точке К1, необходимо выровнять I' и I'' по величине. Это осуществляется с помощью выбора коэффициентов трансформации ТА n_T .

Компенсация фазного сдвига выполняется соединением вторичных обмоток трансформаторов тока в Δ со стороны силового трансформатора и в Δ со стороны Л силовых трансформатора. Тогда один из вторичных токов, подаваемых в реле, разворачивается на 30° и I' и I'' протекают по реле в нормальном режиме и в режиме внешнего к.з. под углом 180° . Поясняющие векторные диаграммы приведены на рис. 98. Распределение токов по трансформаторам тока и реле приведено для нормального режима на рис. 99.

Добиться уменьшения $I_{неб}$ до 0 практически невозможно. Величина $I_{неб}$ складывается из чувствительности защиты, т.к. $I_{сз} = k_N \cdot I_{неб.мах}$, где $k_N = 1,3$; $I_{неб.мах}$ - ток небаланса, протекающий по реле К4 (см. рис. 97) при внешнем к.з.

Ток небаланса силовых трансформаторов состоит из нескольких составляющих:

$$I_{неб} = I_{неб.тт} + I_{неб.рег} + I_{неб.уст.}$$

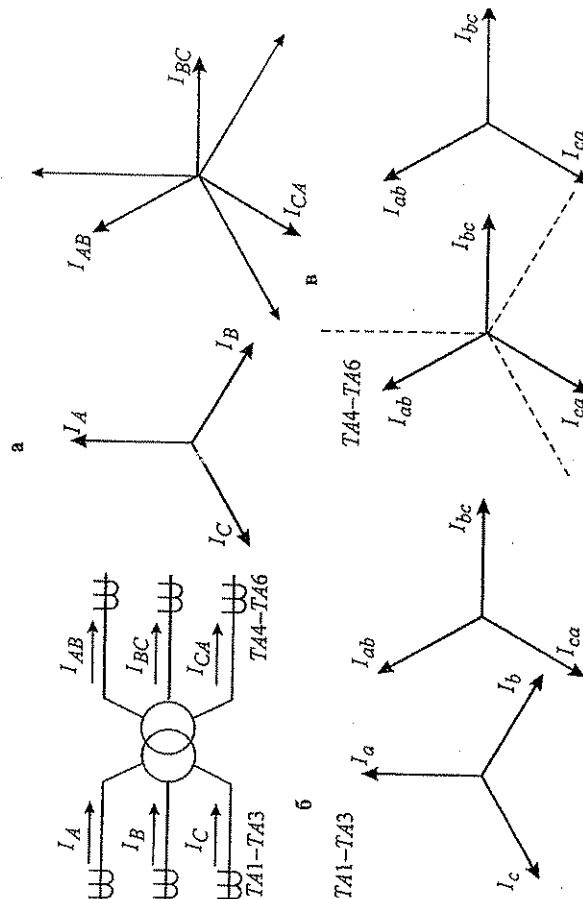


Рис. 98. Векторные диаграммы токов в дифзащите трансформатора:

а) первичные токи трансформатора Т; б) вторичные токи трансформаторов тока; в) токи, подаваемые в реле

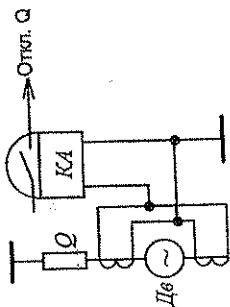


Рис. 96. Защита двигателя от междупазных к.з.

Защита от перегрузки выполняется в виде МТЗ, действующей на сигнал, если перегрузку можно снять без остановки двигателя и на отключение - если по технологическим особенностям производства снять перегрузку можно только остановив двигатель (реле К4З, рис. 94, а).

Лучше всего определить перегрузку двигателя по токам можно с помощью тепловых реле. Эти реле выполняются на принципе использования различных коэффициентов линейного расширения металлов под влиянием нагрева. Но тепловые реле сложны в обслуживании и наладке, что ограничивает их применение.

Двигатели имеют защиту от понижения напряжения. При снижении напряжения на шинах, к которым подключены двигатели до $0,5U_{ном}$ защита отключает часть неотвеченных двигателей, чтобы при восстановлении напряжения обеспечить самозапуск ответственных неотключившихся двигателей. Защита представлена на рис. 94, в. Реле К71 и К72 имеют уставку по напряжению $U_{сз} = 0,5U_{ном}$.

На синхронных двигателях устанавливается защита от асинхронного режима, реагирующая на появление уравнительного тока $I_{ур}$ (рис. 96):

$$I_{ур} = \frac{2U_c}{x_c + x_d'}$$

где U_c - напряжение на шинах, x_c - эквивалентное сопротивление системы, x_d' - сопротивление двигателя в сверхпереходном режиме.

Схема защиты представлена на рис. 94, в. Защита имеет счетчик циклов качаний. Защита фиксирует прохождение тока через точки 1, 2, 3, 4 на основе токовых реле. По истечении определенного времени, если качания не затухли, защита отключает двигатель от сети.

Реле К71 некоторое время держит замкнутым контакт КЛ.1 после размыкания контактом реле К4 (точки 2 и 4 на рис. 96), обеспечивая тем самым питание катушки реле времени КТ. Реле КТ при асинхронном режиме не успевает возвратиться в неработное состояние и тем самым за несколько периодов на КТ набирается время, через которое подается сигнал на отключение. Реле КТ имеет два контакта К71 и К72 (уставка на К71 меньше, чем на К72). При замыкании К71 через реле КЛ2 подается сигнал на ресинхронизацию. Для предотвращения срабатывания защиты при форсировке возбуждения, которая сопровождается увеличением тока статора, цепь обмотки КЛ2 размыкается контактом КЛ4.1.

Двигатели малой мощности и включенные на $U = 0,4$ кВ защищаются от всех видов к.з. с помощью предохранителей или магнитных пускателей.

14. ОСНОВНЫЕ ЗАЩИТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Основными видами к.з. в силовых трансформаторах являются замыкания между фазами внутри бака и на выводах, витковые замыкания обмоток, замыкания на землю обмоток или их выводов.

В связи с этим должны быть предусмотрены защиты от данных к.з., а также резервные защиты трансформатора, отключающие его при к.з. во внешней сети и отказе защиты элементов внешней сети. На всех трансформаторах устанавливается защита от перегрузки, действующая на сигнал и на отключение, если снять перегрузку невозможно и она превышает допустимые нормы.

В качестве основной защиты трансформаторов от всех видов к.з. внутри бака и на его выводах применяется продольная дифференциальная защита. Трансформаторы тока (ТА) ус-

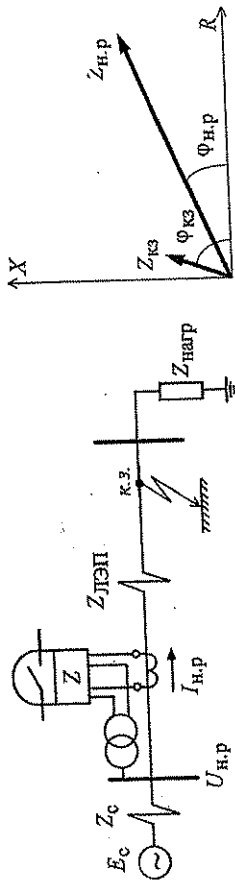


Рис. 90. Условная схема замещения ЛЭП

ским, то остаточное напряжение на шинах подстанции $U_{кз}$ будет зависеть от расстояния до точки к.з. в соответствии с графиком, приведенным на рис. 62, так как на каждом километре ЛЭП происходит падение напряжения на величину $\Delta U = Z_0 I_{кз}$, где Z_0 - удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км. Таким образом, принцип действия ДЗ основан на резком снижении сопротивления при к.з. В связи с тем, что при к.з. напряжение снижается, а ток увеличивается, ДЗ получают более чувствительными, чем токовые, т.к. реагируют на изменение сразу двух параметров - тока и напряжения. Причем сопротивление при к.з. уменьшается в несколько раз больше по сравнению с уменьшением напряжения или увеличением тока.

Основной элемент ДЗ - дистанционный орган, определяющий удаленность к.з. от места установки защиты. В качестве его используют реле сопротивления, реагирующее чаще всего на полное сопротивление $Z_{кз} = Z_0 \cdot \ell_{кз}$. Выполнение реле активного или реактивного сопротивления сложнее и не имеет особых достоинств при применении в ДЗ.

Для обеспечения селективности:

- ДЗ выполняются направленными, для этого применяется реле направления мощности или направленное реле сопротивления;
- выдержка времени у защит, работающих при одном направлении мощности, согласуется между собой. Выдержка времени защиты при к.з. за пределами защищаемой линии на Δt больше, чем на соседней.

Для реле сопротивления, используемого в дистанционных защитах, наиболее наглядно изображает на плоскости рабочую и не рабочую зоны характеристика срабатывания.

Характеристикой срабатывания реле сопротивления называется зависимость $Z_{ср} = f(\varphi_p)$. Реле сопротивления подключено к трансформаторам тока и напряжения. Если измеряемое сопротивление $Z_{изм} = \frac{U_{изм}}{I_{изм}}$ попадает внутрь харак-

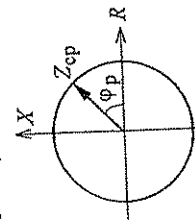
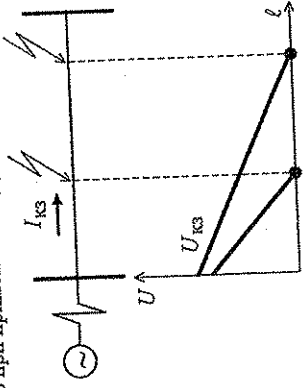


Рис. 63. Характеристика срабатывания реле сопротивления

Рис. 62. Напряжение вдоль ЛЭП при к.з.



реле сопротивления. Таким образом, характеристика $Z_{cp} = f(\varphi_p)$ представляет собой геометрическое место точек, удовлетворяющих условию $Z_p = Z_{cp}$. При $Z_p \leq Z_{cp}$ реле работает, при $Z_p > Z_{cp}$ - не работает. Следовательно, реле сопротивления является реле минимального действия, которое срабатывает при уменьшении воздействующей величины. Характеристики срабатывания направленного реле имеют вид, показанный на рис. 64.

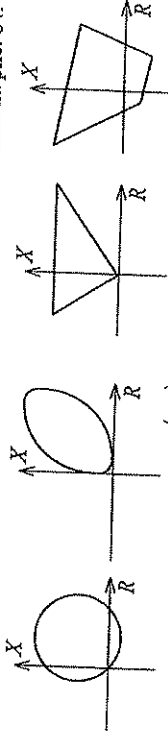


Рис. 64. Характеристики $Z_{cp} = f(\varphi_p)$ для направленных реле сопротивления

Для всех реле сопротивления необходимо выполнение следующих требований:

1. Быстродействие, чтобы мгновенная ступень отключала к.з. как можно быстрее.
2. Точность работы: Z_{cp} реле не должно отличаться от $Z_{уст}$ более, чем на 10%. Это требование обеспечивает стабильность зон ДЗ.
3. Высокое значение $k_B = \frac{Z_{вз}}{Z_{сз}}$, $k_B = 1,05 \div 1,15$.

Зависимость выдержки времени защиты $t = f(\ell_{кз})$ может возрастать плавно или ступенчато (рис. 65).

Технически наиболее просто выполнена ступенчатая зависимость. Дистанционные защиты, используемые в энергосистемах, имеют 3 или 4 ступени.

Реле сопротивления, основной элемент ДЗ, выполняются электромеханическими, статическими или на интегральных микросхемах. Принцип действия всех разновидностей реле основан на сравнении нескольких напряжений, которые являются функциями напряжения и тока. Так, например, можно сравнить по величине, по модулю или сдвигу фаз два напряжения:

$$U_I = k_1 U_p \pm k_2 I_p;$$

$$U_{II} = k_3 U_p \pm k_4 I_p.$$

Изменение коэффициентов k позволяет получать различные характеристики срабатывания реле (круговые, эллиптические и т.п.).

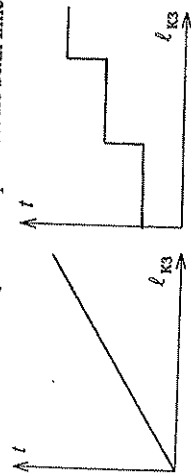


Рис. 65. Зависимость $t = f(\ell_{кз})$

Например, реле сопротивления с направленной характеристикой, сделанное на балансе напряжений (рис. 66). На данном принципе основаны реле КРС-1, КРС-2, используемые в па- нели защиты линий серии ЭПЗ.

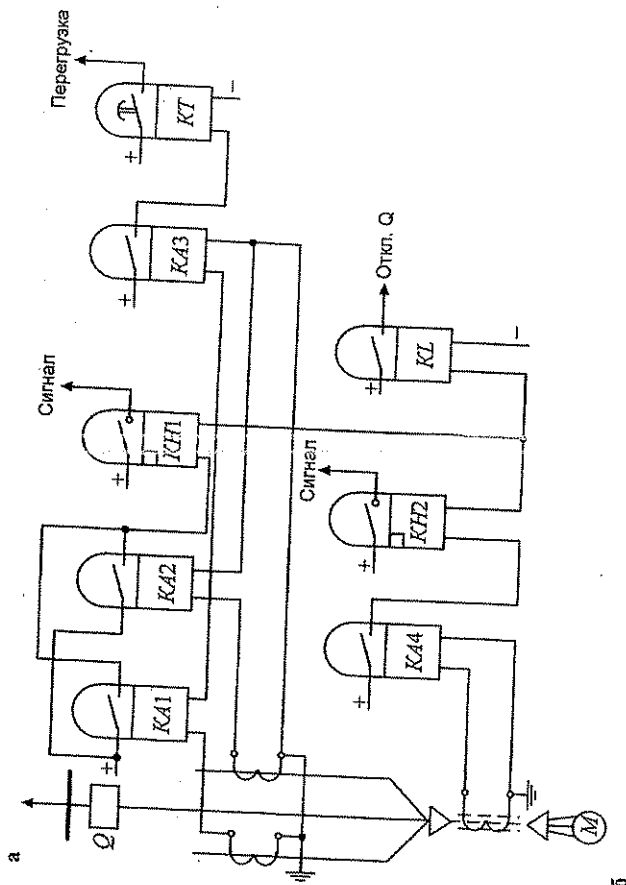
Напряжения U_I и U_{II} для рассматриваемого реле имеют вид

$$U_I = k_1 \dot{U}_p - k_2 \dot{I}_p;$$

$$U_{II} = k_3 \dot{I}_p,$$

причем k_1 - коэффициент трансформации автотрансформатора $TU1$; $k_2 = k_3 = k$ - коэффициенты трансформации $TU1$, $TU2$.

Автотрансформатор $TU1$ подключается к вторичным обмоткам трансформатора напряжения TU . Напряжение $k_1 \dot{U}_p$ подается на вход выпрямительного моста $V51$.



6

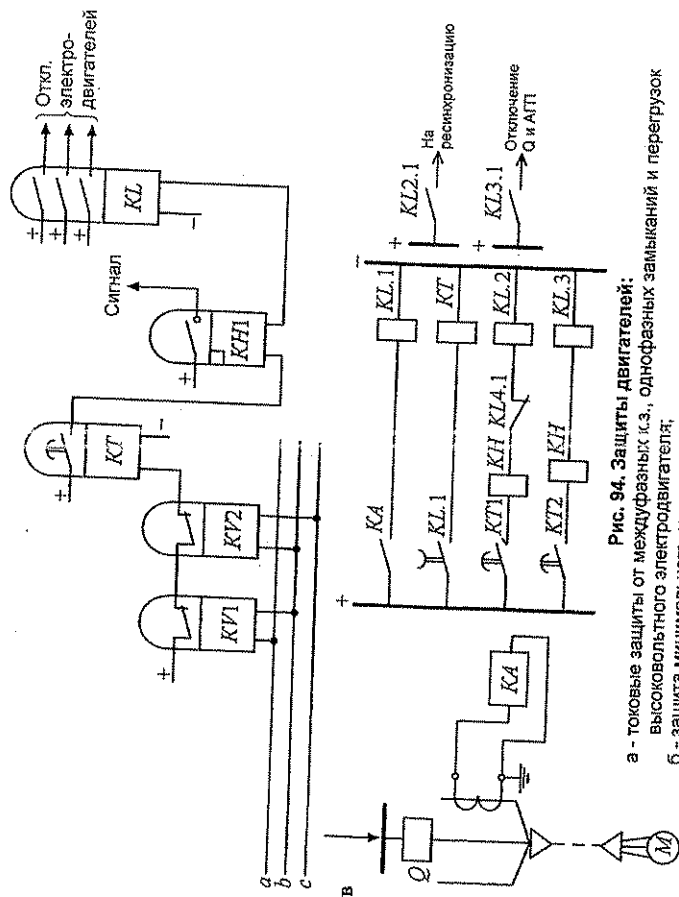


Рис. 94. Защиты двигателей:

- а - токовые защиты от междофазных к.з., однофазных замыканий и перегрузок
- б - защита высоковольтного электродвигателя;
- в - защита минимального напряжения;
- г - защиты синхронного электродвигателя от асинхронного режима

вание переменного тока через место замыкания. Ключ SA деблокирует защиту. Конденсатор C не допускает протекания постоянного тока через место повреждения. Предохранители $F1$ и $F2$ отключают защиту в случае пробоя конденсатора.

Защита от замыканий на землю на турбогенератор ставится в двух точках (рис. 93, а). Мост уравнивается при появлении первой «земли». Конденсатор C и катушка L служат в качестве фильтра, не пропускающего в реле переменную составляющую, появляющуюся в токе реле при возникновении замыканий. Действием $SX1$ и $SX2$ защита может быть включена с действием на сигнал или на отключение.

При увеличении $I_{\text{рот}} > I_{\text{ном}}$ может произойти нагрев обмотки ротора. Защиты, реагирующие на увеличение тока $I_{\text{рот}}$, выполняются с интегральной характеристикой $t_{\text{заш}} = f(I_{\text{рот}})$ (рис. 93, в), имеющей две ступени, действующие на разгрузку ротора при небольшом превышении $I_{\text{рот}} > I_{\text{ном}}$ либо на отключение генератора и АГП, если $I_{\text{рот}}$ значительно превышает $I_{\text{ном}}$. Ток ротора подается в блок 1 от специального датчика тока, измеряющего постоянный ток, протекающий по обмотке ротора. Блок 1 - это входное преобразующее устройство (ВПУ), служит для настройки уставки защиты, а также для преобразования тока, поступающего от датчика тока в выпрямленное и сглаженное напряжение. С ВПУ напряжение подается на сигнальный орган (СО), пусковой орган (ПО) и интегральный орган (ИО). Питание на СО, ПО, ИО подается от блока питания (БП). Приведенная на рис. 93, в схема используется в защите ротора типа РЗР-1М. Для генераторов малой мощности защита может быть выполнена с помощью реле напряжения и двух реле времени. Поскольку напряжение ротора постоянное, то при увеличении $I_{\text{рот}}$ увеличивается $U_{\text{рот}}$. С меньшей выдержкой времени защита действует на разгрузку ротора, а с большей - на отключение генератора и АГП.

На генераторах большой мощности устанавливается защита от потери возбуждения, рассматриваемая в разделе «Защита блоков».

Защиты двигателей. Наиболее часто встречающиеся и опасные к.з. в электродвигателях - межфазные к.з. статорной обмотки. Однофазные к.з. менее опасны, т.к. двигатели, как правило, работают в сетях с $U \leq 10,5$ кВ. Часто возникает режим перегрузки двигателя, поэтому от данных видов к.з. и повреждений должны быть установлены соответствующие защиты. Защиты двигателей не должны быть очень сложными, не должны допускать лишних отключений.

В качестве защиты от межфазных к.з. чаще всего используют $MT3$ и $токовую отсечку$ (рис. 94, а). Отсечка выполнена на реле $KA1$ и $KA2$. Ток срабатывания защиты отстраивается от пускового тока двигателя $I_{\text{сз}} = k_n I_{\text{пуск}}$, поскольку в режиме пуска или самотапливания происходит увеличение тока, а защита данные режим отключать не должна.

Для двигателей $P > 3000$ кВт применяют дифференциальную защиту (рис. 95).

Для дифференциальной защиты: $I_{\text{сз}} = (1,5 + 2,0) I_{\text{ном}}$.

От замыканий на землю защита выполняется на основе ТНП и действует на отключение двигателя без выдержки времени (реле $K43$, рис. 94, а). В качестве токового реле $K43$ используется реле РТЗ-51. В целях уменьшения перенапряжений и увеличения чувствительности защит на каждой секции 6-10 кВ устанавливают дополнительный заземляющий трансформатор со схемой соединения обмоток «звезда с глухозаземленной нейтралью-треугольник». В нейтраль заземляющего трансформатора включены параллельно два высоковольтных резистора R . При появлении замыкания на землю в двигателе активный ток замыкания течет через двигатель и сопротивление R . В неповрежденных двигателях активной составляющей тока нет. От емкостного тока, возникающего при замыкании на землю защита должна быть отстроена величиной тока $I_{\text{сз}}$.

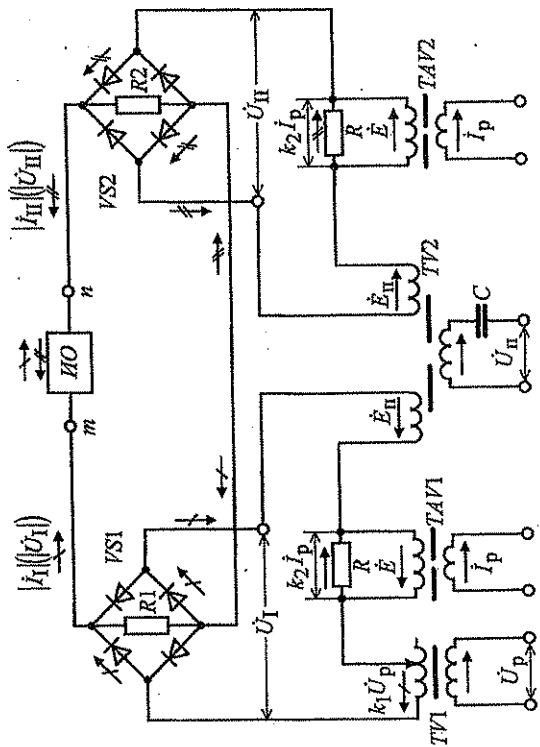


Рис. 86. Направленное реле сопротивления со схемой сравнения на балансе напряжений

$TAI1$, $TAI2$ - трансформаторы, на первичные обмотки которых подается ток I_p . Величина $E = -jI_p$ снимается со вторичной обмотки трансформатора и подается на схему сравнения.

Вторичные обмотки $TV1$ и $TAI1$ включены встречно и $U_1 = k_1 U_p - kI_p$. Напряжения U_1 и U_2 подаются на выпрямительные мосты $VS1$ и $VS2$ соответственно. Далее выпрямленные напряжения $|U_1|$ и $|U_2|$ сравниваются на исполнительном органе реле (ИО). В качестве ИО может быть использовано поляризованное реле или высокочувствительное магнитоэлектрическое реле. Условие срабатывания ИО $|U_1| > |U_2|$, что соответствует изменению тока и напряжения при к.з. Начало действия реле соответствует условию

$$|U_1| = |U_2| \quad \text{или} \quad |kI_p| = |k_1 U_p - kI_p|.$$

Разделив обе части последнего равенства на $k_1 I_p$, получим $\left| \frac{k}{k_1} \right| = \left| \frac{U_p}{I_p} - \frac{k}{k_1} \right|$.

Если учесть, что $\frac{U_p}{I_p} = Z_{\text{ср}}$, то получим $Z_{\text{ср}} = 2 \left| \frac{k}{k_1} \right|$ и обозначим радиус $a = \left| \frac{k}{k_1} \right|$. Тогда вектор k/k_1 определяет положение центра окружности относительно начала координат с заданной величиной $Z_{\text{уст}}$. Следовательно, данное реле - направленное реле сопротивления.

Уставка срабатывания регулируется изменением коэффициентов k и k_1 . Максимальное значение $Z_{\text{ср max}}$ получается при значении угла $\varphi_p = \varphi_m$.

При трехфазных и двухфазных к.з. в месте установки защиты $U_p = 0$ и реле сопротивления может не сработать. Сопротивление $Z_{\text{кз}}$ попадает в данном случае на пограничную кривую $Z_{\text{ср}} = f(\varphi_p)$. Для того чтобы реле сопротивления работало при данных к.з., в реле

введен контур подпитки - трансформатор ТУ2. Он имеет одну первичную обмотку и две вторичных (рис. 66), с которых ЭДС подпитки E_n подается на оба выпрямительных моста V_{S1} и V_{S2} . Отсюда

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= k_1 \dot{U}_p - k_1 \dot{I}_p + \dot{E}_n; \\ \dot{U}_n &= k_2 \dot{I}_p + \dot{E}_n. \end{aligned}$$

В случае двухфазного к.з. AB в месте установки защиты $U_p = 0$. Если включить E_n на U_C , то в реле подается $E_n \neq 0$, и реле сработает.

При трехфазных к.з. все напряжения равны нулю и E_n существует за счет разрядного тока конденсатора C , что также позволяет реле сопротивления сработать.

Условие работы реле сопротивления можно записать следующим образом:

$$|Z_p| \leq Z_{cp}.$$

Реле сопротивления работают с погрешностью, т.е. $\Delta Z = Z_{уст} - Z_{cp}$ - действительное значение Z_{cp} отличается от установленного $Z_{уст}$. Основными причинами этого являются механические моменты реле ИО и другие факторы, ограничивающие чувствительность контактной реле, а также нелинейность магнитопроводов и выпрямителей реле. Характер зависимости $Z_{cp} = f(I_p)$ приведен на рис. 67.

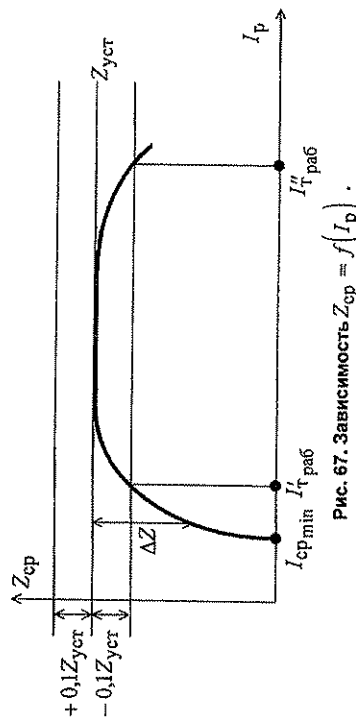


Рис. 67. Зависимость $Z_{cp} = f(I_p)$.

Отличие Z_{cp} от $Z_{уст}$ особенно значительно при малых и больших значениях I_p . Если $U_p = 0$, то реле сработает только в случае $I_p \geq I_{cp_min}$. При увеличении I_p величина ΔZ уменьшается. При больших значениях I_p величина ΔZ снова возрастает. Из графика видно, что существует область токов I_p , при которых отличие Z_{cp} от $Z_{уст}$ практически отсутствует, т.е. работает с минимальной погрешностью $\Delta Z \leq |0,1|Z_{уст}$.

Принято, что в эксплуатации отличие Z_{cp} от $Z_{уст}$ не должно превышать 10%.

Токи, при которых величина $\Delta Z \leq 10\%$, называются токами точной работы. На графике (см. рис. 67) указаны токи I'_{cp_rab} и I''_{cp_rab} . Если $I'_{cp_rab} \leq I_p \leq I''_{cp_rab}$, то реле замедляет сопротивление с погрешностью меньше 10%. Желательно, чтобы диапазон изменения токов при к.з. в сети соответствовал зоне $I'_{cp_rab} < I_{k3} < I''_{cp_rab}$.

Рассмотрим в качестве примера расчет трехступенчатой дистанционной защиты. График согласования защит приведен на рис. 68.

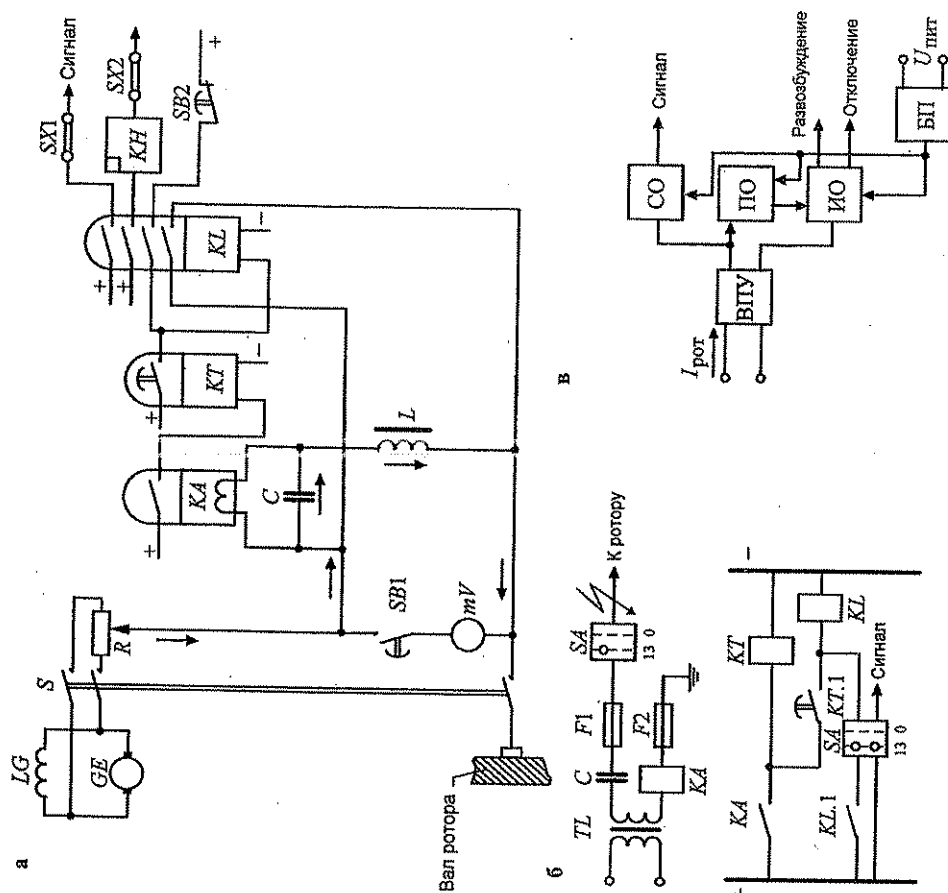


Рис. 93. Защита ротора генератора:

а - от замыканий обмотки на землю в двух точках; б - от перегрузки током возбуждения; в - блок-схема защиты типа РЗР-1 М

мост, в диагональ которого включено токовое реле K_A . При уравновешенном мосте тока в обмотке нет. При появлении к.з. в точке K мост становится неуравновешенным и по обмотке K_A начинает протекать ток.

Схема релейной защиты (рис. 93, б) применяется на гидрогенераторах. К цепи возбуждения через конденсатор C подключена вторичная обмотка промежуточного трансформатора TL , в цепь которого включено реле K_A . Вторичный конец обмотки реле K_A заземляется через электрическую шетку, имеющую электрический контакт с валом ротора. Первичная обмотка TL подключена к шинам трансформатора собственных нужд электростанции.

При отсутствии замыкания в цепи ротора ток в реле K_A отсутствует. Контакт реле разомкнут. В случае замыкания на землю в цепи ротора появляется контур для прохождения переменного тока через реле K_A . Реле сработает, замкнется его контакт и подаст «+» на обмотку реле времени KT . Реле KT сработает и подает питание на реле KL , которое отключает выключатель генератора. Контакт $KL1$ самоблокируется, предотвращая длительное проте-

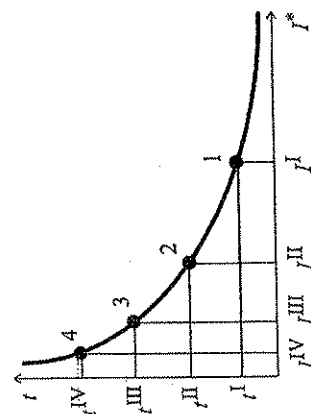


Рис. 91. Зависимость времени допустимости существования тока обратной последовательности от тока $I_{ном}$.

Уставки по току МТЗ реле K_{A2} , K_{A3} , K_{A4} (см. рис. 89) и реле K_{A5} (рис. 90) определяются по условию отстройки от тока $I_{ном}$

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} I_{ном}, \quad k_H = 1,2 \div 1,3; \quad k_B = 0,85.$$

Напряжение срабатывания реле «пуска по напряжению» (см. рис. 89) и реле KV_c (рис. 90) определяется по следующим условиям:

$$U_{сз} = \frac{U_{раб.мин}}{k_H k_B}; \quad U_{сз} = \frac{U_{ост.сам}}{k_H k_B},$$

где $U_{ост.сам}$ - остаточное напряжение, обеспечивающее самозапуск двигателей, подключенных к шинам генераторного напряжения, присоединений.

Для повышения чувствительности защиты в двухфазном к.з. используется схема защиты генератора, приведенная на рис. 90. Для генераторов строятся зависимости времени допустимости существования t от величины тока обратной последовательности (рис. 91), где $I^* = I_2 / I_{ном}$. Выдержки времени ступеней выбираются в соответствии с данной кривой. I-я ступень - реле K_{A1} с уставкой I_1 на реле K_{T1} - предназначена для отключения к.з. на выводах статорной обмотки. II-я ступень - реле K_{A2} с уставкой I_2 на реле K_{T2} - предназначена для отключения к.з. за повышающим трансформатором блока. III-я ступень - реле K_{A3} с уставкой I_3 на реле K_{T3} - резервирует действие релейной защиты присоединений, отходящих от шин высокого напряжения блока. IV-я ступень - реле K_{A4} с уставкой I_4 на реле K_{T4} - сигнализирует о несимметричной перегрузке.

Реле K_{A1} , K_{A2} , K_{A3} , K_{A4} подключены к фильтрам токов обратной последовательности и рассчитываются по $I_{небЗ}$. Данная защита в основном применяется на генераторах, работающих в блоке с трансформатором.

На генераторах предполагается установка защиты от симметричной перегрузки, выполненной с действием на сигнал МТЗ с токовым реле в одной фазе, реле K_{A1} (см. рис. 89) и реле K_{A2} (см. рис. 90). Ток $I_{сз}$ от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} I_{ном}, \quad \text{где } k_H = 1,05; \quad k_B = 0,85.$$

Время срабатывания t выбирается больше, чем $t_{МТЗ}$ от симметричных к.з. Защита от повышения напряжения выполняется с помощью реле максимального напряжения, подключенного к трансформатору напряжения выводов статора, и действует на отключение генератора, если $U_{тен} \geq (1,4 \div 1,7) U_{ном}$.

Ротор генератора имеет комплект защиты от замыканий на землю. При замыкании на землю в одной точке турбогенератор можно не отключать от сети, на гидрогенераторах защита действует на отключение. При замыкании на землю в двух точках часть обмотки ротора закорачивается, что ведет к снижению сопротивления обмотки и увеличению тока. Данный режим недопустим и защита должна отключать генератор от сети. Параллельно обмотке ротора подключен реостат R (рис. 92). Обмотка LG и реостат образуют четырехплечный

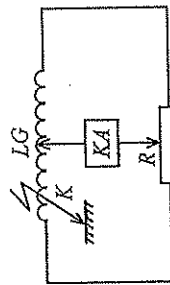


Рис. 92. Принцип действия защиты ротора от замыканий на землю

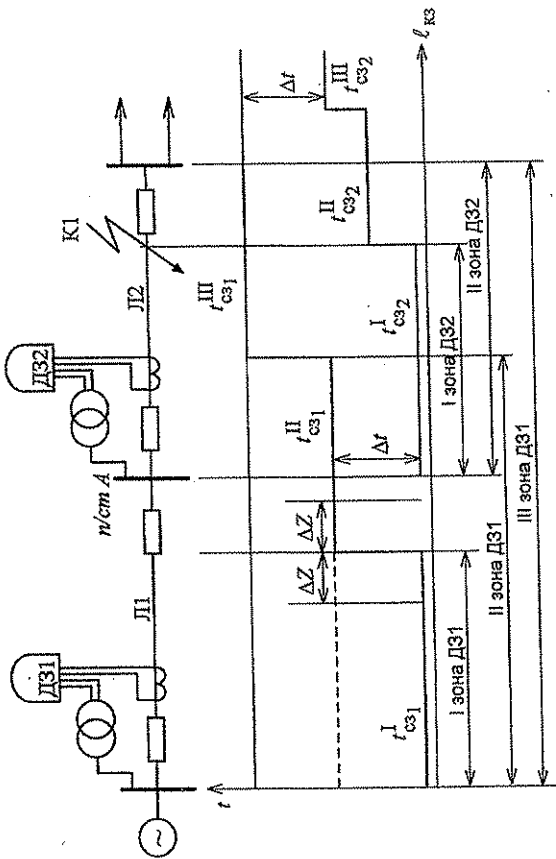


Рис. 68. График согласования по времени ступеней дистанционной защиты

I зона ДЗ1 охватывает часть $L1$. Уставка по сопротивлению I зоны рассчитывается с учетом погрешностей в работе реле сопротивления (ΔZ) и $Z_{сз1} = (0,85 \div 0,90) Z_{Л1}$.

Для того чтобы I зона не выходила за пределы $L1 - Z_{сз1} < Z_{Л1}$.

I ступень ДЗ - мгновенная, и $t_{сз1}^I$ зависит от времени замыкания контактов реле сопротивления и промежуточных реле: $t_{сз1}^I = 0,02 \div 0,06$ с.

II зона ДЗ1 охватывает всю $L1$ и часть линии подстанции А. II зона ДЗ1 захватывает также часть $L2$ и является для нее резервной. По сопротивлению и по времени II зона ДЗ1 согласуется с I зоной ДЗ2:

$$Z_{сз1}^{II} = k_H (Z_{Л1} + k_{тр} k_H Z_{сз2}^I),$$

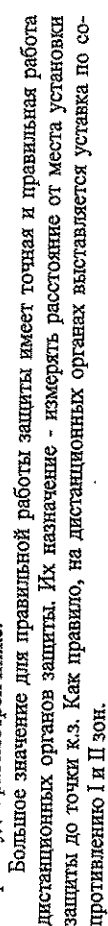
где $k_H = 0,85$, $k_{тр}$ - коэффициент токораспределения, который учитывает различие тока, протекающего по реле защиты и тока в месте к.з. при сложной конфигурации сети; $k_{тр} = I_{к.з} / I_p$, где $I_{к.з}$ - суммарный ток к.з. при к.з. в точке $K1$, I_p - ток, протекающий по реле защиты I при расчетном к.з. в точке $K1$.

Для надежного действия реле сопротивления II зоны должно быть на 35-40% больше, чем $Z_{Л1}$. Условием $t_{сз1}^{II} = t_{сз2}^I + \Delta t$ обеспечивается селективное отключение поврежденный в начале $L2$.

III зона. Протяженность III зоны зависит от чувствительности реле сопротивления, на которых установка $Z_{сз1}^{III}$ выбирается по условию отстройки от нагрузочных режимов:

$$Z_{сз1}^{III} = \frac{Z_{раб.мин}}{k_H \cdot k_B}, \quad \text{где } k_H = 1,2; \quad k_B = 1,15;$$

$$Z_{раб.мин} = U_{раб.мин} / I_{раб.мах}.$$



55.

Токовое реле подключается к трансформатору тока нулевой последовательности ТНП с подмагничиванием. Обмотка подмагничивания подключена к трансформатору напряжения. При $I_3 > 5 \text{ А}$, защита подмагничивания генератора, при $I_3 < 5 \text{ А}$ - на сигнал.

В схеме предусмотрены две ступени защиты: чувствительная (на реле $K41$, KT ; действует при к.з. на землю в статорной обмотке) и грубая (реле $K42$; отключает генератор при замыкании на землю в статорной обмотке и во внешней сети).

При замыкании в статоре работает реле $K41$ и через $0,5-1 \text{ с}$ замыкает контакты KT , подавая сигнал на отключение генератора. Замедление вводится для отстройки от бросков емкостного тока при внешних к.з.

При наличии двух точек замыкания (одна - в статоре, другая - во внешней сети) работают реле $K42$ ($I_{сз} K42 > I_{сз} K41$) и отключает генератор без выдержки времени. Для блокировки защиты при к.з. во внешней сети служит реле $K12$. В том случае, снимая «+» с контактов реле, которое питает и выводит из действия чувствительную ступень, снимая «+» с контактов реле $K41$, размыкание контакта $K12$ подключает дополнительное сопротивление R , соединенное последовательно с обмоткой реле $K42$, что позволяет не увеличивать ток по реле $K42$. Нижний контакт реле $K12$ шунтирует катушку реле $K41$.

Реле $K12$ позволяет также уменьшить ток $I_{сз}$ для реле $K41$ и не отстраивать его от $I_{неб}$ при к.з. во внешней сети, поскольку в данном случае действие реле $K41$ блокируется.

Для генераторов большой мощности используют защиты типа $ЗЗГ$, рассмотренные далее в разделе «Защиты блоков».

В качестве резервных защит статора генератора от внешних к.з. используют $MT3$, $MT3$ с блокировкой по минимальному напряжению (рис. 89), а также четырехступенчатые токовые защиты обратной последовательности, реагирующие на двухфазные к.з., поскольку в этом случае появляется ток обратной последовательности. Все перечисленные защиты подключаются к Т.А., установленным в нулевых выводах, т.к. это позволяет включить в зону действия защиты статорную обмотку генератора. Резервные защиты действуют с выдержкой времени, согласованной с временем действия защиты, отходящих от шин генераторного напряжения (рис. 90).

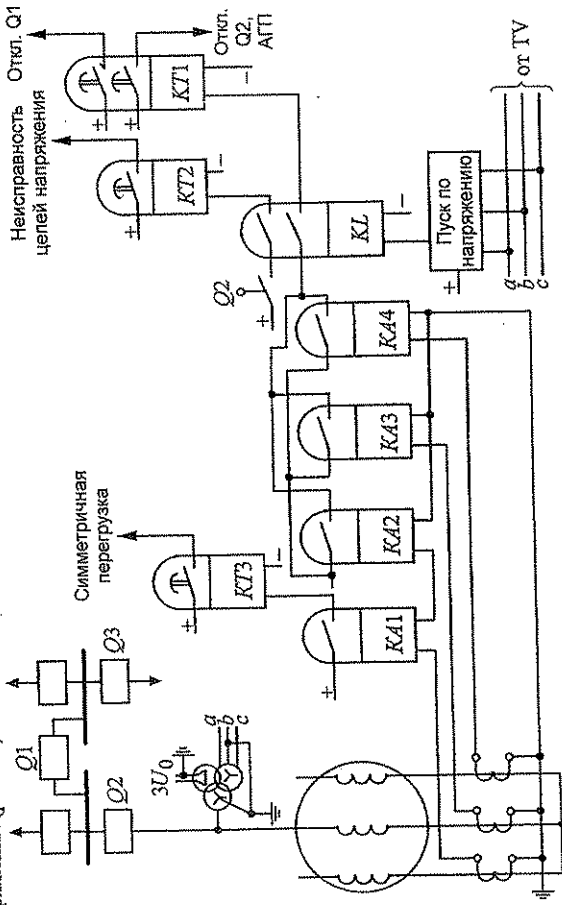


Рис. 89. $MT3$ с пуском по напряжению от междофазных к.з. и $MT3$ от перегрузки обмотки статора генератора

При выборе схемы включения дистанционных органов необходимо:

- чтобы Z_p на зажимах реле было пропорционально расстоянию $\ell_{кз}$ до места к.з.;
- Z_p не зависел от вида к.з. и режима работы сети, что обеспечивает стабильность зон при различных видах к.з.

Для выполнения этих требований включение реле выполняется на ток и напряжение петли к.з., а именно дистанционный орган включается на линейное напряжение (U_{AB}) и разность соответствующих фазных токов ($I_A - I_B$).

При трехфазном к.з. все напряжения одинаковы и равны падению напряжения в соответствующих фазах от места установки защиты до точки к.з.:

$$U_p = I_{кз} \cdot Z_{кз} \cdot \sqrt{3} = I_{кз} \cdot \ell_{кз} \cdot Z_0 \cdot \sqrt{3}.$$

Ток реле $I_p = \sqrt{3} \cdot I_{кз}$, т.к. I_p - разность фазных токов.

$$\text{Замер } Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{I_{кз} \cdot \ell_{кз} \cdot Z_0 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} = \ell_{кз} \cdot Z_0.$$

При двухфазном к.з. (AB) $I_A = -I_B$, следовательно, $I_p = 2I_{кз}$.

Напряжение равно падению напряжения в петле к.з., т.е.

$$U_p = I_{кз} \cdot 2Z_{кз} = I_{кз} \cdot 2\ell_{кз} \cdot Z_0,$$

$$\text{отсюда } Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{I_{кз} \cdot 2\ell_{кз} \cdot Z_0}{2I_{кз}} = \ell_{кз} \cdot Z_0.$$

Следовательно, замер Z_p не зависит от вида к.з. при данной схеме включения.

Уставка III зоны $D3$ по сопротивлению выставляется на пусковых органах. Схема включения пусковых органов может быть такой же, как и дистанционных, а если одной из задач пусковых органов является определение вида к.з., то пусковые органы включают на линейное напряжение и фазный ток, например, U_{AB} и I_A .

Подобная схема включения используется в схемах, где дистанционный орган переключается на разные токи и напряжения в зависимости от вида возникшего к.з. Поскольку Z_{III} выбирается по условию отстройки от $Z_{раб.мин}$, то на сильно загруженных линиях эта величина может быть соизмерима с $Z_{кз}$. Для увеличения чувствительности пусковых органов используют направленное реле сопротивления (рис. 70).

При металлических к.з. угол $\phi_{кз}$ близок к углу $\phi_{м.ч}$ (угол максимальной чувствительности - это угол, при котором значение $Z_{ср}$ достигает максимального значения), а в нагрузочных режимах $\phi_{нагр} < \phi_{кз}$, по-

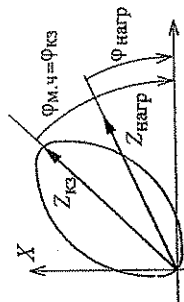


Рис. 70. Характеристика срабатывания направленного реле сопротивления

этому, если $|Z_{нагр}|$ близок к $|Z_{кз}|$ за счет увеличения $\phi_{кз}$, $Z_{кз}$ попадает в зону работы реле.

Следует отметить, что существуют причины, искажающие замеры дистанционных органов, связанных с влиянием переходного сопротивления дуги, которое определяется по эмпирической формуле, Ом:

$$r_{дуги} = \frac{(1000 + 1050)\ell_{дуги}}{I_{дуги}},$$

где $[\ell_{дуги}] = \text{м}$, $[I_{дуги}] = \text{А}$.

Дистанционные защиты являются основными защитами ЛЭП 35; 110 кВ. На ЛЭП 220 кВ и 500 кВ они используются как резервные.

10. БЛОКИРОВКИ ОТ ЛОЖНЫХ СРАБАТЫВАНИЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ КАЧЕНИЯХ

Качения в ЭЭС возникают в результате возмущений, вызывающих изменения угла δ между векторами ЭДС E_1 и E_2 двух частей ЭЭС (рис. 71). Причинами таких возмущений могут быть к.з. и резкие изменения нагрузки потребителей. В результате возмущения синхронная частота вращения генераторов в двух частях энергосистемы становится разной, а векторы E_1 и E_2 начинают проворачиваться друг относительно друга. Если качания синхронные, то полных проворотов E_1 относительно E_2 нет, а угол δ между векторами E_1 и E_2 не превышает 180° . Под действием разности потенциалов, создаваемой ЭДС E_1 и E_2 (см.

рис. 72), по межсистемной связи AB начинает протекать уравнивающий ток $I_{ур} = \frac{\Delta E}{X_{св}}$, где $\Delta E = E_1 - E_2$, $X_{св}$ - эквивалентное сопротивление, по которому протекает $I_{ур}$. Поскольку

$\Delta E = E_1 - E_2$, $X_{св}$ - эквивалентное сопротивление, по которому протекает $I_{ур}$. Поскольку угол δ между векторами E_1 и E_2 изменяется во времени, то и уравнивающий ток также будет изменяться во времени. Максимальным значение уравнивающего тока, называемого током качания $I_{кач}$, будет в момент времени, когда E_1 и E_2 находятся в противофазе и угол $\delta = 180^\circ$ (рис. 72, 73), а минимальным - при угле $\delta = 0^\circ$. В результате качаний значительно изменяется и модуль напряжения вдоль ЛЭП. Ток качаний создает падение напряжения вдоль ЛЭП. На рис. 73 представлена зависимость модуля напряжения вдоль межсистемной линии AB для самого худшего случая, когда векторы E_1 и E_2 находятся в противофазе. Из графика видно, что в точке C напряжение достигает нулевого значения. В момент времени, когда $\delta = 0^\circ$, уравнивающий ток отсутствует и напряжение в точке C по величине близко к значениям E_1 и E_2 .

Кроме периодических изменений во времени тока и напряжения происходит также периодическое изменение сопротивления на зажимах реле сопротивления. Графики изменения параметров $I_{кач}$, U_C , Z и R при изменениях угла δ представлены на рис. 74.

Точка C в ЭЭС, где напряжение при качаниях является наименьшим, называется *электрическим центром качаний* (ЭЦК). В нашем случае точка C является ЭЦК и находится в середине линии AB . Качания в ЭЭС могут быть синхронными (когда угол δ не превышает 180°) и асинхронными (когда имеет место проворот вектора E_1 относительно E_2 и угол их расхождения $\delta > n \cdot 360^\circ$). Асинхронные качания могут перейти в синхронные в результате ресинхронизации ЭЭС - в частности разгрузки по генерирующей мощности.

Если «заморозить» вектор E_2 , вращающийся с синхронной скоростью, то вектор E_1 будет вращаться относительно вектора E_2 с угловой скоростью скольжения ω_s . В этом случае период качания (скольжения) T_s - время, в течение которого вектор E_1 совершит полный проворот относительно вектора E_2 , $T_s = 2\pi/\omega_s$, т.е. чем больше ω_s , тем меньше T_s (рис. 75). Из анализа векторной диаграммы токов и напряжений следует, что

$$I_{кач} = \frac{\Delta E}{X_{св}} = \frac{1}{X_{св}} \cdot 2U \cdot \sin \frac{\delta}{2} = \frac{1}{X_{св}} \cdot 2U \cdot \sin \frac{\omega_s}{2} t.$$

Период качаний T_s для реальных энергосистем находится в диапазоне 0,5–10 с.

Асинхронный режим является следствием нарушения устойчивости параллельной работы двух частей ЭЭС, причинами которого могут быть:

- 1) отказ быстродействующих РЗ и отключение к.з. резервными РЗ;
- 2) отказ противоаварийной автоматики или ее неселективное действие;
- 3) неуспешное действие НАПВ.

Следовательно, можно отстроить данные реле от обрыва, приняв $w_p = 2w_{ур}$.

При к.з. в зоне защиты чувствительность реле определяется током, протекающим по обмотке w_p , и условием их срабатывания

$$I_{ср}'' w_p \geq F_{ср},$$

$$\text{т.е. } I_{ср}'' = \frac{F_{ср}}{w_p} = \frac{F_{ср}}{2w_{ур}}.$$

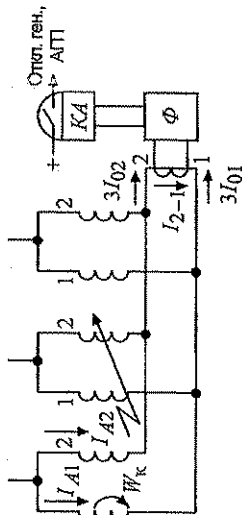


Рис. 87. Поперечная дифзащита генератора

При выполнении защиты на ДЗТ-11 проверяется только условие 2, т.к. отстройка от токов внешних к.з. осуществляется с помощью тормозной обмотки. $I_{сзДЗТ-11} < I_{сзрнт-565}$, что позволяет увеличить k_d защиты.

При наличии в обмотке статора двух параллельных ветвей в каждой фазе в качестве защиты от витковых к.з. используют *поперечную дифзащиту*, основанную на сравнении величины токов в параллельных ветвях. Защита выполняется в виде трехсистемной поперечной дифзащиты (рис. 87).

В нормальном режиме при условии симметрии $3I_{01} = 3I_{02} = 0$, где

$$3I_{01} = I_{A1} + I_{B1} + I_{C1}; 3I_{02} = I_{A2} + I_{B2} + I_{C2}.$$

Тока I_{2-1} нет, в реле KA ток тоже отсутствует. При возникновении виткового к.з. (w_k) или к.з. между ветвями появляется ток I_{2-1} и защита подействует на отключение генератора без выдержки времени. Φ - фильтр, пропускающий в реле ток $s f = 50$ Гц и отфильтровывающий токи $s f > 50$ Гц, особенно $s f = 150$ Гц, которые присутствуют в токе статора и обусловлены неравномерностью воздушного зазора. $I_{сз} = k_n \cdot I_{нзб}$, где $I_{нзб}$ - обусловлен некоторым неравенством $3I_{01}$ и $3I_{02}$ вследствие несимметрии. Обычно $I_{сз} = 0,2 I_{нзб}$.

От замыканий на землю в статорной обмотке для генераторов малой мощности используют защиту, реагирующую на ток $3I_0$ (рис. 88).

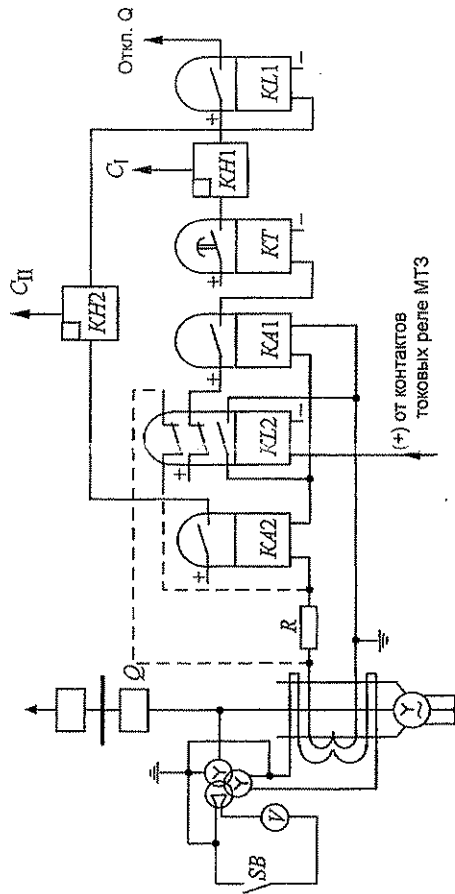


Рис. 88. Токосвая защита нулевой последовательности от однофазных замыканий в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины

При асинхронном режиме наблюдаются периодические изменения угла δ между ЭДС несинхронно работающих частей ЭЭС, напряжения в различных точках электропередачи, тока и активной мощности линии, сопротивления на зажимах реле сопротивления. Существует два способа ликвидации асинхронного режима: ресинхронизация (восстановление синхронизма путем вырабатывания частот несинхронно работающих частей ЭЭС) и разделение асинхронно работающих частей ЭЭС по слабым связям с последующим их включением с помощью АПВ с контролем синхронизма.

При качаниях возникают условия для неправильных действий РЗ, которые могут привести к тяжелым аварийным последствиям. Максимальное значение тока качания может даже превосходить ток трехфазного короткого замыкания, а измеряемое сопротивление может быть ниже, чем $Z_{\text{ср}}$ первых мгновенных ступеней срабатывания дистанционных защит. Если подстанция находится вблизи точки C на линии AB , то при качаниях при $\delta = 180^\circ$, когда $I_{\text{кач}} = \text{max}$, а $U_C = 0$, быстродействующая РЗ может отключить линию, т.е. ее пусковые органы могут воспринять этот режим как трехфазное симметричное к.з. В результате произойдет деление ЭЭС с несбалансированными нагрузками в ее двух частях: в одной части ЭЭС частота может быть высокой, а в другой - низкой, что может привести к работе АПВ в одной части ЭЭС и отключению генераторов - в другой, поэтому при качаниях РЗ не должна работать, т.е. требуется применение специальных мер, предотвращающих ложное срабатывание РЗ при качаниях.

Возможны следующие три способа, предотвращающие ложную работу РЗ при качаниях:

1. Параметры срабатывания РЗ выбираются такими, чтобы пусковые органы РЗ не действовали при качаниях, т.е. $I_{\text{ср.РЗ}} > I_{\text{кач. max}}$; $Z_{\text{ср.РЗ}} < Z_{\text{min(кач)}}$. При этих условиях первые быстродействующие ступени токовых и дистанционных защит не будут срабатывать при качаниях. Однако использование этих условий снижает чувствительность РЗ. При расчете уставок дистанционных защит с применением реле сопротивления практически невозможно отстроить $Z_{\text{ср.РЗ}}$ от $Z_{\text{min(кач)}}$, т.е. последнее может принимать нулевое значение.

2. Отстройка от качаний при помощи выдержки времени $t_{\text{ср.РЗ}} = (1+2)\text{с}$, если это замедление РЗ допустимо по условиям устойчивости. По крайней мере, $t_{\text{ср.РЗ}}$ должно быть не меньше периода качаний T_3 . Использование этого способа отстройки от качаний снижает быстродействие защиты.

3. Применение специальных блокировок, выводящих РЗ из действия при качаниях, когда первые два способа отстройки являются неприемлемыми. Блокировки должны удовлетворять двум требованиям: выводить РЗ из действия при качаниях и позволять РЗ действовать, если при качаниях произошло к.з. на защищаемом элементе.

Обычно используют два типа блокирующих устройств:

- 1) блокировки, отличающие режим к.з. от режима качаний по появлению асимметрии тока или напряжения. Режим качаний - симметричный, а большая часть режимов к.з. - несимметричные, с возникновением токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей;
- 2) блокировки, отличающие к.з. от качаний по скорости изменения электрических параметров (I , U , Z) в месте установки защиты. При к.з. скорость изменения указанных параметров намного выше, чем при качаниях.

Рассмотрим блокировку, отличающую к.з. от качаний по скорости изменения электрических параметров (рис. 76)

В качестве пусковых реле блокировки (рис. 77) могут быть взяты реле сопротивления KZ_1 и KZ_2 с разными уставками срабатывания ($Z_{\text{ср}1} > Z_{\text{ср}2}$). Время замкнутого состояния контактов реле KZ_1 (t_1) и реле KZ_2 (t_2) показаны на рис. 76. При качаниях сопротивление на зажимах KZ начнет плавно уменьшаться, и первым срабатывает более чувствитель-

режиме сопровождается увеличением токовой погрешности, что, в свою очередь, может привести к неправильной работе защиты.

Продольные дифзащиты применяются на линиях малой длины (до 10 км) и на напряжении до 110 кВ. Поперечная дифзащита применяется на параллельных линиях, имеющих одинаковую длину и одинаковое сопротивление. Принцип действия основан на сравнении токов по величине в одноименных фазах параллельных ЛЭП. В нормальном режиме и при к.з. за пределами ЛЭП токи одинаковые и ток реле $I_p = 0$. При к.з. на одной из линий ток в ней становится больше, чем в неповрежденной линии, $I_p > 0$, и защита работает на отключение поврежденной ЛЭП без выдержки времени.

Для защиты от замыканий на землю в сетях с глухозаземленными нейтральными используются трехступенчатую токовую защиту аналогичную описанной выше, но только токовые реле включены на трансформаторный фильтр токов нулевой последовательности. Данная защита действует на отключение ЛЭП с временем трех ступеней. 1-я ступень мгновенная, а 2-я и 3-я - с выдержками времени.

13. ЗАЩИТЫ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И ДВИГАТЕЛЕЙ

Релейная защита генераторов должна надежно и с необходимыми k_z защищать генератор от всех возможных к.з. В статорной обмотке возникают к.з. - межфазные, витковые и к.з. на корпус (на землю). В роторной обмотке наиболее часто возникает замыкание на землю. К *нормальным* и *недопустимым режимам работы генератора относятся: перегрузка* $I > I_{\text{ном}}$ из-за к.з. во внешней сети и перегрузок генератора; *несимметричная нагрузка фаз*, возникающая при двухфазных и однофазных к.з. во внешней сети; опасное повышение U на статоре, возникающее из-за сброса нагрузки на генераторе; на роторе могут возникнуть режимы «перегрузки током», которая возникает при действии АРВ.

На генераторах стоят защиты от всех перечисленных к.з. и ненормальных режимов работы, действующие чаще всего на отключение. Релейная защита генераторов должна обладать высоким k_z , быстрым действием и не допускать излишних отключений генераторов.

В качестве основной защиты статорной обмотки от всех видов к.з. используется продольная дифференциальная защита, в зону действия которой входит статорная обмотка генератора и ее выводы к сборным шинам (рис. 85).

Трансформаторы тока (ТА) установлены на нулевых выводах и со стороны выводов к сборным шинам во всех фазах, n_T всех ТА одинаковы. ТА соединяются в «А».

Рис. 85. Продольная дифзащита генератора

Принцип действия продольной дифференциальной защиты, а также конструкции и особенности реле РНТ и ДЗТ изложены ранее.

В качестве реле K_A применяется реле РНТ-565 или ДЗТ-11, причем последнее позволяет получить более высокое значение k_z .

При выполнении защиты на реле РНТ-565 ток срабатывания защиты $I_{\text{сз}}$ выбирается исходя из двух условий:

1. $I_{\text{сз}} = k_N \cdot I_{\text{неб. max}}$, где $I_{\text{неб. max}} = k_{\text{ап}} k_{\text{одн}} f_i^{(3)}$, $k_N = 1,2 \div 1,3$ - коэффициент надежности; $k_{\text{одн}}$ - коэффициент однородности, учитывающий одинаковые или различные трансформаторы тока использованы в защите; если трансформаторы тока одинаковые, то $k_{\text{одн}} = 0,5$, если трансформаторы тока различные $k_{\text{одн}} = 1$; $k_{\text{ап}}$ - коэффициент аперичности, учитывающий влияние аперичности составляющей $I_{\text{сз}}$, $k_{\text{ап}} = 1$, если реле имеет отстройку от аперичности составляющей $I_{\text{сз}}$, если нет, то $k_{\text{ап}} = 2 \div 3$; $f_i = 0,1$ -

110 кВ и выше подключаются по схеме полной звезды, а в сетях 35 кВ и ниже - по двухфазной двухрелейной схеме. В сетях с изолированной нейтралью РЗ, выполненная по схеме полной звезды, может при двойных к.з. на землю отключить оба места повреждения, что желательно, поэтому защиту выполняют по схеме неполной звезды или по схеме включения реле на разность токов двух фаз.

В сетях с глухозаземленной нейтралью РЗ должна действовать на отключение выключателя при всех видах к.з. Такую защиту выполняют двумя способами:

- 1) по схеме полной звезды;
- 2) в виде двух комплектов. Одного - от междуфазных к.з., а другого - от однофазных к.з. Комплект от междуфазных к.з. выполняется по схеме неполной звезды, а комплект от замыканий на землю - по схеме фильтра тока нулевой последовательности. Схема полной звезды менее чувствительна к однофазным к.з., чем схема ФТНП. Комплект от замыканий на землю может выполняться с меньшей выдержкой времени.

Для отключения однофазного к.з. обычно применяются защиты, реагирующие на токи и напряжения нулевой последовательности, поэтому направленная МТЗ, включенная на фазные токи, часто используется только в качестве защиты от междуфазных замыканий. В связи с этим при к.з. на землю направленная МТЗ блокируется, т.е. автоматически выводится из действия, посредством токового реле, включенного в нулевой провод ТА, соединенных в звезду. Для исключения неправильного действия защиты (реле, включенного на ток непогрешенной фазы) применяют пофазный пуск защиты, а токи срабатывания направленных МТЗ выбирают с учетом тока неповрежденных фаз.

Токовая отсечка - самый простой вид токовой защиты. Селективность действия ее достигается выбором $I_{сз} : I_{сз} = k_n \cdot I_{кз.вн.мах}$, где $I_{кз.вн.мах}$ - максимальное значение $I_{кз}$ при к.з. в начале следующей ЛЭП. При таком выборе $I_{сз}$ для 1-ой ступени она охватывает не всю линию, а лишь ту часть, где $I_{кз} > I_{сз}$, но поскольку защита работает только на своей ЛЭП, то можно не согласовывать ее по времени с защитами соседних ЛЭП, т.е. выполнить ее мгновенно. Вторая и третья ступени выполняются с выдержками времени и зона их действия охватывает свою линию (2-я ступень) и соседние линии (3-я ступень).

От замыканий на землю в сетях с изолированными и компенсированными нейтральными используются специальные защиты, обладающие повышенной чувствительностью, т.к. величина тока при замыкании на землю в таких сетях очень мала.

В таких сетях применяют защиты, подключенные к трансформаторам тока нулевой последовательности, направленные защиты, реагирующие на угол сдвига между током $3I_0$ и напряжением $3U_0$, возникающим при замыкании, а также защиты, реагирующие на токи промышленной или не промышленной частоты. Данные защиты работают на сигнал при токе замыкания $I_3 < 5$ А и на отключение при $I_3 \geq 5$ А.

Линии в сетях сложной конфигурации и с напряжением $U \geq 110$ кВ защищаются с помощью дистанционных и высокочастотных защит. Данные защиты позволяют селективно отключать повреждения: высокочастотные защиты - без выдержки времени, а дистанционные защиты - без выдержки времени в пределах 1-й зоны защиты. Подробные описания высокочастотных защит и дистанционных защит приведены в пособии выше.

В качестве защиты линий могут применяться дифференциальные защиты - продольные и поперечные (для коротких линий).

Принцип продольной дифзащиты заключается в сравнении величин и направлений токов по концам линии. С трансформаторов тока с двух сторон токи подаются в реле. При к.з. за пределами линии токи компенсируют друг друга, а при к.з. на линии по реле протекает сумма этих токов и защита работает на отключение линии с двух сторон. Основной недостаток продольной дифзащиты заключается в наличии соединительных проводов, связывающих комплекты, - сопротивление их может быть большой величины, что приводит к увеличению нагрузки на трансформаторы тока больше допустимой. Работа трансформатора т.ка в таком

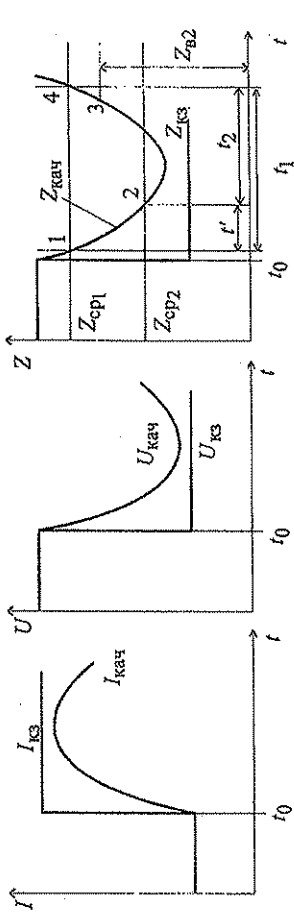


Рис. 76. Изменение электрических параметров

ное реле KZ_1 (см. рис. 76), а затем KZ_2 . При срабатывании KZ_1 в точке 1 работает реле KL и становится на самоподхват своим нижним контактом. Верхний контакт реле KL размыкает цепь РЗ, т.е. происходит блокировка РЗ при качаниях. Реле KL самоудерживается до тех пор, пока реле KZ_1 не вернется в исходное состояние (в точку 4) - см. рис. 76.

При к.з. из-за большой скорости снижения Z реле KZ_1 и KZ_2 срабатывают одновременно и реле KL не успевает сработать. Блокировка РЗ не происходит.

Следует заметить, что время t' (от момента срабатывания KZ_1 до срабатывания KZ_2) тем меньше, чем меньше период качаний T_k . При $t' < t_{ср KL}$ реле KL не срабатывает и защита не блокируется при качаниях. Для четкой работы блокировки необходимо ускорить срабатывание реле KL и разнести уставки срабатывания реле KZ_1 и KZ_2 , т.е. увеличивать t' . Реле KZ_1 не должно работать в нормальном режиме ЭЭС и в режиме ее максимальной нагрузки, т.е.

$$KZ_1 = \frac{1}{k_n k_b} Z_{раб. min} = \frac{1}{k_n k_b} \frac{U_{раб. min}}{I_{раб. max}}$$

Для четкой работы блокировки необходимо, чтобы $KZ_1 / KZ_2 = 1,6 \div 2,0$. Однако

этого соотношения трудно добиться на длинных и сильно нагруженных линиях, т.к. $Z_{ср}$

получается малым, а KZ_2 должно быть большим, чтобы блокировка не работала при к.з. В связи с этим наибольшее распространение получили блокировки, реагирующие на появление I_2 или U_2 при к.з., т.к. они применимы как на коротких, так и на длинных линиях, причем, обычно трехфазные к.з. начинаются с однофазных и двухфазных, и поэтому из-за неодновременности замыкания всех трех фаз кратковременно появляются I_2 и U_2 и при трехфазных к.з. Схема блокировки представлена на рис. 78.

Данная блокировка разрешает работать РЗ при появлении $U_2(I_2)$ при к.з. и не позволяет РЗ действовать на отключение, если несимметрия отсутствует (при качаниях).

В состав схемы входит реле KU_1 (KI_1), фиксирующее появление несимметрии. Для этого оно подключается на фильтр напряжений (токов) обратной последовательности ZU

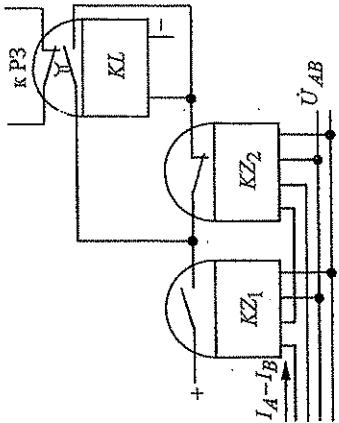


Рис. 77. Схема блокировки

12. УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЛЭП

Способ выполнения защиты ЛЭП зависит от уровня напряжений, конфигурации сети, протяженности ЛЭП. Релейная защита линий выполняется с помощью комплекта, реагирующего на междуфазные замыкания (двух- и трехфазные), и отдельного комплекта, реагирующего на замыкания на землю (однофазные и двухфазные). Данное разделение обусловлено тем, что защита от замыканий на землю основана на появлении токов $3I_0$, возникающих при данном виде замыканий, обладает более высокой чувствительностью.

Линии напряжений 6–10 кВ радиальной сети в основном защищаются с помощью МТЗ или МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению, если обычная МТЗ имеет низкий k_H . Для обычной МТЗ $I_{сз}$ определяется по условию

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} \cdot k_{сз} \cdot I_{нагр.мах}, \quad (1)$$

где k_H - коэффициент надежности; k_B - коэффициент возврата; $k_{сз}$ - коэффициент самозапуска асинхронных двигателей; $I_{нагр.мах}$ - максимальное значение тока нагрузки.

Для МТЗ с блокировкой по минимальному напряжению

$$I_{сз} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{норм.раб}, \quad (2)$$

где $I_{норм.раб}$ - нормальный ток рабочего режима.

Значение $k_H = I_{сз.мин} / I_{сз}$ получается выше, если $I_{сз}$ меньше, а $I_{сз}$ найденный по выражению (2) меньше, чем по (1). Основным недостатком МТЗ является наличие большой выдержки времени на участках сети вблизи источников питания. В сильно загруженных сетях МТЗ обладают низким значением k_H .

Часто для снижения времени действия защиты при больших токах к.з. используют МТЗ, выполненные на реле с зависимой от тока выдержкой времени (реле серий РТВ и РТ-80). Цифровые устройства релейной защиты, предназначенные для защиты элементов 6–10 кВ, имеют возможность реализовать характеристику $t_{ср} = f(I_{к.з.})$, аналогичную приведенной на рис. 84. Согласование защит по времени на таком типе реле требует несколько больше расчетов, чем МТЗ с независимой от тока выдержкой времени.

В сетях с двухсторонним питанием напряжением до 35 кВ в качестве основной защиты от междуфазных к.з. применяется направленная МТЗ. Принцип действия ее основан на том, что данная защита работает только при определенном направлении мощности к.з. (направление мощности «от шин в линию»). Защиты установлены с обеих сторон линии, тем самым достигается селективное отключение поврежденного участка. Выбор $I_{сз}$ производится по выражению (1). По времени между собой согласуются защиты, работающие при одинаковом направлении мощности. Выдержка времени увеличивается по мере приближения к источнику, от которого работают данные защиты.

Кроме перечисленных недостатков, свойственных МТЗ, направленная МТЗ имеет еще один - мертвую зону (недействие защиты при к.з. в месте установки защиты). Это недействие определяется поведением реле направления мощности, которое не работает при напряжении $U_p = 0$, подведенном к реле, что характерно для близких к месту установки защиты трехфазных к.з. Часто для защиты линий до 35 кВ применяется трехступенчатая токовая защита. Первая ступень данной защиты - токовая отсечка без выдержки времени, вторая ступень - токовая отсечка с выдержкой времени и 3-я ступень - МТЗ. Причем пусковые органы в сетях

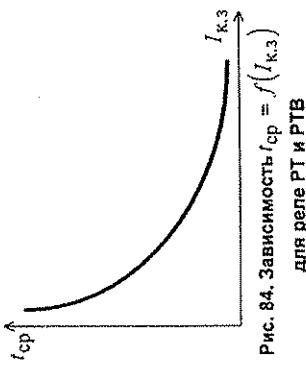


Рис. 84. Зависимость $t_{ср} = f(I_{к.з.})$ для реле РТ и РТВ

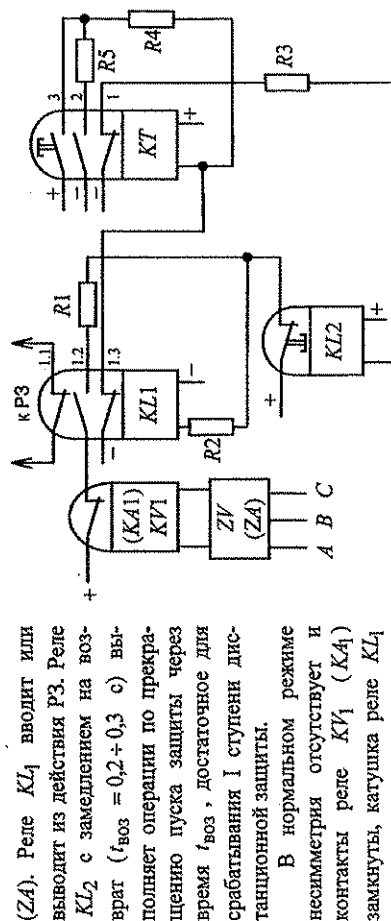


Рис. 78. Блокировка по $U_2(I_2)$

со- зомкнут и защита выведена из действия, контакт $KL1.3$ также находится в разомкнутом состоянии. Реле $KL2$ также находится в сработанном состоянии. Его контакт $KL2.1$ разомкнут.

При возникновении к.з. появляется несимметрия напряжений и токов, в результате срабатывает реле $KV1$ (KA_1), размыкается его контакт и прерывается цепь питания реле $KL1$, размыкается контакт $KL1.2$, который фиксирует даже кратковременные появления несимметрии независимо от последующего положения контактов $KV1$ (KA_1).

Контактом $KL1.1$ вводится в действие защита, отключающая к.з. Контакт $KL1.3$ подает питание на обмотку реле KT , которое при срабатывании рвет свой контакт $KT1$ и снимает напряжение с реле $KL2$. Замыкающимся контактом $KT2$ реле KT становится на самоподхват. Реле $KL2$ замыкает свой контакт $KL2.1$ через 0,2–0,3 с, подавая питание на обмотку реле $KL1$, которое сработает и контактом $KL1.1$ выведет защиту из действия.

Кроме приведенных выше схем блокировки применяются устройства, реагирующие на скорости изменения тока или напряжения.

11. ВЫСОКОЧАСТОТНЫЕ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ

Высокочастотные защиты наиболее современные и быстродействующие из всех существующих защит ЛЭП. Они применяются тогда, когда по условиям сохранения устойчивости и скорейшей ликвидации к.з. требуется быстрое двухстороннее отключение ЛЭП при к.з. в любой точке защищаемой линии. Данные защиты устанавливаются на длинных линиях напряжением выше 220 кВ.

Высокочастотные защиты состоят из двух комплектов, установленных по концам защищаемой линии. Высокочастотными защиты называются потому, что связь между комплектами защиты, установленными с обеих сторон ЛЭП, осуществляется с помощью токов высокой частоты. Эти токи передаются по проводам защищаемой линии.

По принципу действия высокочастотные защиты не реагируют на к.з. вне зоны (на соседних ЛЭП и присоединениях), поэтому их можно выполнять без выдержки времени, т.к. согласования по времени с соседними линиями не требуется. Существует два вида высокочастотных защит ЛЭП:

1. Направленные защиты с высокочастотной блокировкой.
2. Дифференциально-фазные защиты.

Направленная защита с высокочастотной блокировкой. Защита реагирует на направление (знак) мощности к.з. по концам защищаемой ЛЭП.

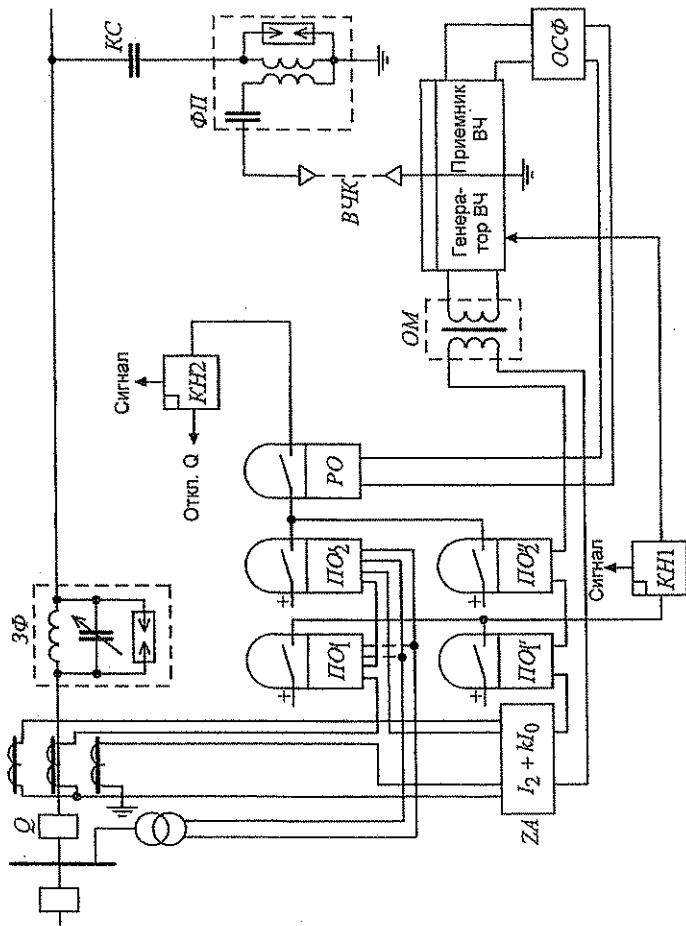


Рис. 83. Упрощенная схема дифференциально-фазной высокочастотной защиты

по фазе. Сравнение фаз тока по концам ЛЭП выполняется с помощью высокочастотных сигналов и может быть пояснено с помощью следующих графиков (рис. 82).

ГВЧ запускаются только в положительную полуволну тока. ПВЧ имеют ток в выходящей цепи, если $I_{B/4}$ по линии имеет импульсы и паузы. От ПВЧ ток подается на отключающее реле защиты (РО). При к.з. в зоне защиты оба передатчика работают в одинаковые полупериоды тока, тем самым обеспечивая отключение ЛЭП с двух сторон.

Схема ДФЗ приведена на рис. 83. Высокочастотная часть защиты аналогична описанной выше. Релейная часть состоит из пусковых реле $ПО_1$ и $ПО_2$, реагирующих на трехфазные к.з., и $ПО_1'$ и $ПО_2'$, реагирующих на двухфазные к.з. и к.з. на землю. Реле $ПО_1'$ и $ПО_2'$ включены на фильтр токов обратной и нулевой последовательностей.

ОМ - орган манипуляции, управляет работой ГВЧ, запуская его в положительную полуволну тока (см. рис. 82).

ОСФ - орган сравнения фаз тока, осуществляет сравнение фаз тока, идущего по ЛЭП на основе совпадения или несовпадения высокочастотных импульсов по времени. В случае сплошного высокочастотного сигнала тока на выходе ОСФ нет и защита не работает.

Реле $ПО_1$ и $ПО_2$ служат для запуска ГВЧ, а реле $ПО_1'$ и $ПО_2'$ - для подготовки цепей отключения.

Чувствительность реле, запускающих ГВЧ, должна быть больше, т.к. четкость их пуска определяет правильную работу защиты.

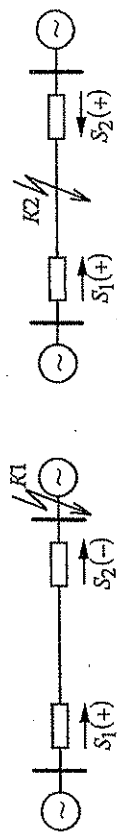


Рис. 79. Направление мощности S при различных к.з.

При внешнем к.з. ($K1$) направления мощности по концам линии разные: $S_1(+)$, а $S_2(-)$ (рис. 79). При к.з. на защищаемой линии обе мощности S_1 и S_2 имеют одинаковое направление (рис. 79). Сравнение направления S_1 и S_2 производится с помощью реле направления мощности. На обеих сторонах линии установлены высокочастотные приемопередатчики, состоящие из генераторов высокой частоты (ГВЧ) и приемников высокой частоты (ПВЧ) (рис. 80). Сигнал ГВЧ1 (ГВЧ2) может воспринимать ПВЧ1 и ПВЧ2. Направление S определяется в «комплексе защиты». Если S имеет знак «+», то работает реле направления мощности и останавливает ГВЧ своего конца. Если S имеет знак «-», то реле мощности не работает, ГВЧ посылает высокочастотные сигналы по ЛЭП, которые воспринимают оба ПВЧ. Наличие высокочастотного сигнала как от ГВЧ1, так и от ГВЧ2 запрещает работу комплексов защиты 1 и 2. Так при к.з. в точке $K1$ (рис. 79) есть высокочастотный сигнал от ГВЧ2, его воспринимают ПВЧ1 и ПВЧ2, и это служит запретом работы защиты на обоих концах линии. При к.з. в точке $K2$ (рис. 79) не работает ни ГВЧ1, ни ГВЧ2 и высокочастотный сигнал запрета отсутствует. Срабатывают оба комплекса защиты на отключение ЛЭП с двух сторон.

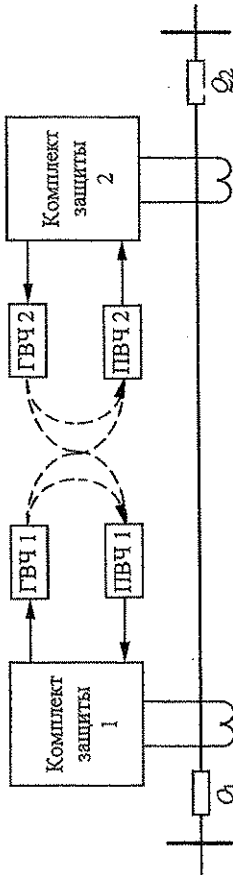


Рис. 80. Принцип действия направленной защиты с высокочастотной блокировкой

Упрощенная схема направленной защиты с высокочастотной блокировкой приведена на рис. 81.

В данной защите можно выделить две части - высокочастотную и релейную. К высокочастотной части защиты относятся:

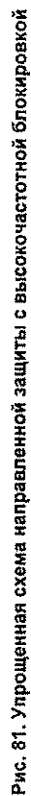
ЗФ - заградительный фильтр, препятствующий протеканию токов высокой частоты за пределы защищаемой линии;

КС - конденсатор связи, пропускает в высокочастотный приемопередатчик ток высокой частоты и не пропускает ток с $f = 50$ Гц;

ФП - фильтр присоединения - воздушный трансформатор с отпайками, служит для возможности подключения ВЧК - высокочастотного кабеля к фазе линии.

Через ВЧК подключается высокочастотный приемопередатчик. Канал циркуляции токов высокой частоты - «фаза-земля».

Релейная часть защиты состоит из пусковых реле $ПО_1$ и $ПО_2$. $ПО_1$ служит для пуска ГВЧ, а $ПО_2$ - для подготовки цепей отключения. Реле $БР$ имеет две обмотки - рабочую и тормозную. Условием его срабатывания является наличие тока в рабочей обмотке R и отсутствие тока в тормозной обмотке T . При другом сочетании токов реле $БР$ не работает. Тормозная обмотка T реле подключена на выход высокочастотного приемника. Наличие тока



При к.з. на линии высокочастотный сигнал отсутствует, тока в тормозных обмотках реле нет и защита отключает поврежденную линию с обеих сторон без выдержки времени. Защита может быть установлена и на ЛЭП с односторонним питанием. Направленные защиты с высокочастотной блокировкой могут ложно срабатывать при качаниях в энергосистеме, когда электрический центр качаний попадает на защищаемую линию. В такой ситуации нет к.з., но направление мощности по обоим концам защищаемой ЛЭП соответствует направлению «из шин в линию». При качаниях направленная защита с высокочастотной блокировкой выводится из действия. Ток срабатывания пускового реле ПО2 должен быть отстроен от тока нагрузки и надежно действовать при к.з. на противоположном конце линии, т.е.

$$I_{c3} = \frac{k_H}{k_R} I_{\text{нагр. max}},$$

$$Z_{cp} = \frac{1}{k_H k_B} Z_{p.p.min} = \frac{1}{k_H k_B} I_{p.p.max} \frac{U_{p.p.min}}{I_{p.p.max}},$$

Чувствительность защиты проверяется по $k_{\text{н}}$, который должен быть не меньше (1.5÷2.0).

Пусковой орган ПО1 по чувствительности в 2 раза выше, чем ПО2, поскольку от пуска или останова ГВЧ зависит правильность работы защиты.

Дифференциально-фазная защита. Защита основана на сравнении фаз тока по концам защищаемой линии. За «+» принято направление тока от шин в линию.

При к.з. $K1$ (рис. 82) токи I_1 и I_2 имеют разные знаки, и можно считать их сдвинутыми по фазе на 180° . При к.з. $K2$ (рис. 82) токи I_1 и I_2 имеют одинаковые знаки и совпадают

