

А.В. Булычев,
А.А. Наволочный

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ
в примерах и задачах
с решениями



Чебоксары
2009

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Федеральное государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова»

А.В. Булычев
А.А. Наволочный

**Релейная защита
распределительных сетей
в примерах и задачах с решениями**

Учебное пособие

Чебоксары 2010

УДК 621.316.925

ББК 31.27-053

Б 90

Рецензенты:

д-р техн. наук, ведущий научный сотрудник ОАО «ВНИИР» **В.С. Генин**
д-р техн. наук, профессор **Ю.Я. Лямец**

Булычев А.В.

Б90 Релейная защита распределительных сетей в примерах и задачах с решениями: учеб. пособие / А.В. Булычев, А.А. Наволочный. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2010. – 202 с.

ISBN 978-5-7677-1422-3

Кратко изложены основы теории защит, используемых в электрических сетях напряжением 6 – 35 кВ. Рассмотрены токовые защиты, устанавливаемые на линиях электропередачи и трансформаторах. Представлены задачи с решениями и примеры построения защит.

Для студентов IV-V курсов и магистров специальности 140203 – «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», бакалавров и магистров по направлению 140200 – «Электроэнергетика».

Отв. редактор д-р техн. наук, профессор А.В. Булычев

Утверждено Редакционно-издательским советом университета

ISBN 978-5-7677-1422-3

УДК 621.316.925

© Булычев А.В., Наволочный А.А., 2010

ПРЕДИСЛОВИЕ

Электрические системы, в соответствии с их назначением, большую часть времени обеспечивают потребителей качественной электрической энергией. Но какими бы надежными ни были эти системы, в них неизбежно возникают повреждения и ненормальные режимы, которые в свою очередь могут приводить к возникновению аварий [1].

При возникновении повреждения или нежелательного режима управление электрическими системами должно осуществляться по особым алгоритмам. Это необходимо, чтобы и в экстремальных условиях все же обеспечить нормальное электроснабжение хотя бы части потребителей, предотвратить развитие аварии и снизить возможные объемы разрушения поврежденного электрооборудования. Для реализации этих особых алгоритмов управления электрическими системами используются средства противоаварийной автоматики, основу которых составляют системы релейной защиты [1 - 4].

Теоретические основы релейной защиты, как целостная система знаний, обладают отличительными особенностями. Важнейшей из них является явно выраженная методологическая связь принципов действия защит с функциями контролируемых элементов электрических систем. Поэтому теоретические основы релейной защиты базируются не только на фундаментальной электротехнике, но и на конкретных математических моделях конкретных контролируемых объектов. В связи с этим подход к решению многих задач релейной защиты зависит от общих свойств электроэнергетических систем, характеристик контролируемых объектов и реальных условий их функционирования.

Особенности релейной защиты в свою очередь определяют специфику процесса обучения. Применительно к этим условиям постановка и решение аналитических и числовых задач является одним из наиболее эффективных и общепринятых методов обучения. Процесс обучения при этом становится активным, творческим и привлекательным для участников. Это способствует более глубокому усвоению теории,

позволяет концентрировать внимание на ее ключевых положениях и приобрести необходимые навыки выполнения расчетов.

В учебном пособии приведены примеры и решения конкретных задач, которые послужат полезным дополнением к теоретическому учебному материалу. В приложениях содержатся необходимые труднодоступные справочные материалы, использование которых поможет решить и многие другие конкретные задачи релейной защиты в качественной и количественной постановке. Мы искренне надеемся, что подробно рассмотренный пример построения системы релейной защиты электрической сети 10 – 35 кВ позволит читателям получить ясное и целостное представление о процессе проектирования релейной защиты.

1. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Понятия, термины и определения

Ненормальные режимы обычно связаны относительно с небольшими отклонениями значений напряжения, тока и (или) частоты от допустимых значений [2]. К ненормальным режимам относят перегрузки, однофазные замыкания на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью, а также понижение уровня масла в расширителе масляного трансформатора [3].

Повреждения чаще всего сопровождаются значительным увеличением тока в элементах энергосистемы и глубоким понижением напряжения. Наиболее частыми и опасными повреждениями являются короткие замыкания.

Аварии – это нарушения работы электроэнергетической системы или её части, сопровождающиеся недоотпуском электроэнергии потребителям или недопустимым ухудшением её качества, разрушением основного оборудования, возникновением угрозы здоровью и жизни людей. Ненормальные режимы создают возможность возникновения повреждений, а не выявленные вовремя повреждения могут приводить к авариям.

Релейная защита – это комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого (при повреждениях) выявления и отделения от сети повреждённых элементов этой сети в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы исправной части этой сети.

Действия средств релейной защиты организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. Электрическая система (рис. 1.1) содержит линии электропередачи разных уровней напряжения $W1 - W6$, трансформаторы $T1 - T4$, электродвигатель $M1$, предохранители $F1 - F3$, коммутационные аппараты и эквивалентный источник питания E_c . Отдельные устройства релейной защиты (УРЗ), установленные на отдельных элементах электроэнергетических систем (генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи, электродвигателях и др.), объединены в единую систему релейной защиты общей целью функционирования.

В соответствии с этим принципом отдельные устройства релейной защиты (например, УРЗ-1 – УРЗ-13) функционально связаны между собой практически только общей логикой действий. Причем каждое устройство релейной защиты для локализации повреждения может воздействовать только на коммутационные аппараты того объекта, на котором это устройство установлено.

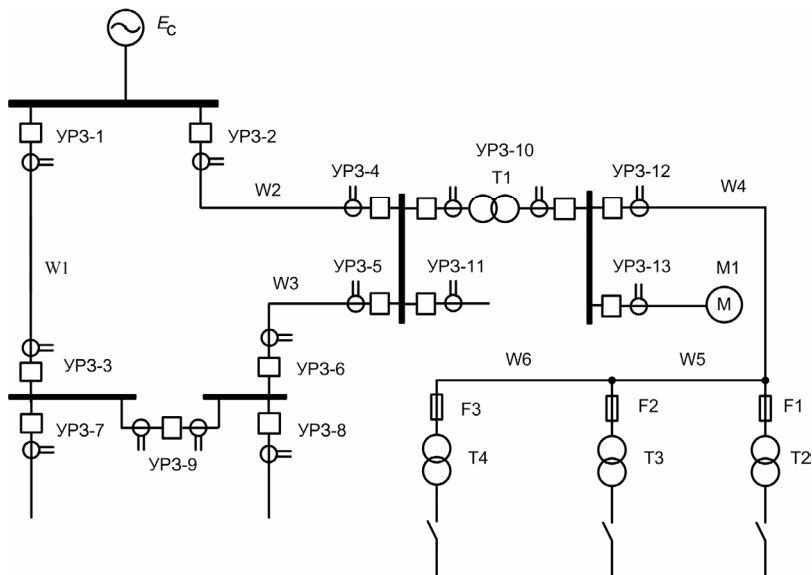


Рис. 1.1

Система релейной защиты включает в себя не только разные по принципам выявления повреждений устройства, но и разные по способам воздействия на контролируемый объект. Так, единой логике действий должны подчиняться как сложнейшие многофункциональные устройства релейной защиты, воздействующие на выключатели и другие аппараты управления, так и простейшие защитные устройства (например, предохранители), в которых функции выявления и коммутации поврежденной электрической цепи совмещены (предохранители F1, F2, F3 в цепях питания трансформаторов T2-T4 на рис. 1.1).

В некоторых случаях УРЗ формируют лишь световые и звуковые сигналы, а отделение поврежденного элемента от исправной части электрической сети может производиться вручную оперативным персоналом.

Согласованность действий устройств, расположенных на значительных расстояниях друг от друга, как правило, достигается за счет определенных параметров срабатывания (без применения физических каналов связи). Эти параметры определяют, в основном, точность и эффективность действия всей системы релейной защиты. А это в свою очередь определяет живучесть электроэнергетических систем и степень риска развития аварийных ситуаций при возникновении повреждений.

Логические связи действуют в любых условиях и не подвержены воздействию внешних электрических и электромагнитных помех. Во многом благодаря этому свойству релейная защита имеет высочайшую степень надежности.

Селективность – это свойство релейной защиты, характеризующее её способность выявлять и отделять от электрической сети только повреждённые элементы. Другими словами, селективность – это избирательность действия.

Средства релейной защиты могут обладать абсолютной или относительной селективностью.

Быстродействие – это свойство релейной защиты, характеризующее скорость выявления и отделения от сети повреждённых элементов. Быстродействие показывает, насколько быстро средства релейной защиты реагируют на возникновение тех или иных видов повреждений.

Показателем быстродействия является время срабатывания защиты – это интервал времени от момента возникновения повреждения до момента отделения от сети повреждённого элемента. Наиболее быстродействующие защиты имеют время срабатывания защиты, с: $t_{сз} = 0,04 \dots 0,10$. Медленные защиты могут иметь время срабатывания до нескольких секунд.

Следует отметить, что не во всех случаях от релейной защиты требуется высокое быстродействие. При возникновении одного из ненормальных режимов обычно достаточно дать предупредительный сигнал дежурному персоналу. На энергетических объектах без постоянного дежурного персонала производится отключение неисправного оборудования, но обязательно с выдержкой времени [3].

Чувствительность – это свойство, характеризующее способность релейной защиты выявлять повреждения в конце установлен-

ной для неё зоны действия в минимальном режиме работы энергосистемы. Другими словами, защита чувствует те виды повреждений и ненормальных режимов, на которые она рассчитана, в любых состояниях работы защищаемой электрической системы.

Показателем чувствительности выступает коэффициент чувствительности, который для максимальных защит (реагирующих на возрастание контролируемой величины) определяется как отношение минимально возможного значения сигнала, соответствующего отслеживаемому повреждению, к установленному на защите параметру срабатывания (уставке).

Например, коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты линии электропередачи, работающей в сети с глухозаземлённой нейтралью:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К min}}^{(1)}}{I_{\text{СЗ}}},$$

где $I_{\text{К min}}^{(1)}$ – ток однофазного короткого замыкания при повреждении в конце защищаемой линии в минимальном режиме работы энергосистемы; $I_{\text{СЗ}}$ – ток срабатывания защиты.

В ряде случаев оценивается также чувствительность к повреждениям на соседнем (следующем по отношению к источнику) защищаемом объекте (т.е. в режиме дальнего резервирования).

Надежность – это свойство, характеризующее способность релейной защиты действовать правильно и безотказно при всех видах повреждений и ненормальных режимов, для действия при которых данная защита предназначена, и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима, при которых действие данной защиты не предусмотрено [3]. Иными словами, надежность – это свойство релейной защиты, характеризующее ее способность выполнять свои функции в условиях эксплуатации, ремонта, хранения и транспортировки.

Показателями надёжности выступают время безотказной работы и интенсивность отказов – количество отказов за единицу времени.

Так как неправильно действующая защита может сама служить причиной аварий, её надёжность должна быть обеспечена в достаточной мере. Например, для защит линий электропередачи предельно допустимым считается один отказ за десять лет работы, а для защит генераторов – один отказ за несколько сотен лет.

1.2. Виды повреждений, выявляемые средствами релейной защиты

Наиболее тяжёлыми видами повреждений любой энергосистемы являются короткие замыкания (КЗ). Самыми тяжёлыми и разрушительными из них являются *трехфазные* КЗ (рис. 1.2, а). При расчёте токов КЗ, как правило, вводят определённые допущения [6]. Так, обычно не учитывают переходное сопротивление в месте КЗ и активную составляющую внутреннего сопротивления генератора, а сопротивления всех трёх фаз считают одинаковыми. С учётом допущений трёхфазное КЗ является симметричным, т.е. $E_A=E_B=E_C=E_\phi$; $I_A=I_B=I_C$. Ток трёхфазного КЗ:

$$I_K^{(3)} = |I_A| = |I_B| = |I_C| = \frac{E_\phi}{Z_K} = \frac{E_\phi}{\sqrt{r_L^2 + (x_G + x_L)^2}},$$

где x_G – внутреннее индуктивное сопротивление генератора (активным обычно пренебрегают); r_L и x_L – соответственно активное и индуктивное сопротивления линии.

Ток каждой фазы отстаёт от создающей его ЭДС на угол $\varphi_K = \arctg \frac{x_G + x_L}{r_L}$ (рис. 1.2, б). Для линий 110 кВ этот угол составляет 60...78°; для линий 750 кВ – 86...88° [3].

Меньшую опасность с точки зрения устойчивости параллельной работы генераторов представляют двухфазные КЗ (рис. 1.3, а). При таком КЗ ток в неповреждённой фазе практически отсутствует ($I_A \approx 0$), а в повреждённых фазах токи равны по значению ($\dot{I}_B = -\dot{I}_C$, рис. 1.3, б). Ток двухфазного КЗ

$$I_K^{(2)} = |I_B| = |I_C| = \frac{E_\phi \sqrt{3}}{2Z_K} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E_\phi}{\sqrt{r_L^2 + (x_G + x_L)^2}} = I_K^{(3)} \frac{\sqrt{3}}{2} \approx 0,866 I_K^{(3)}.$$

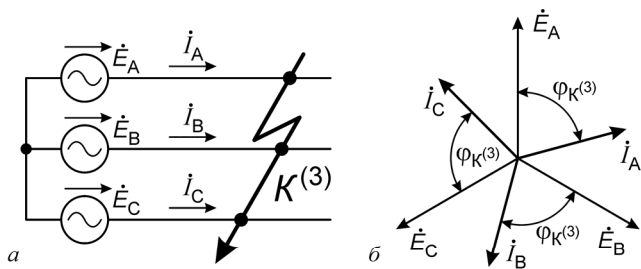


Рис. 1.2

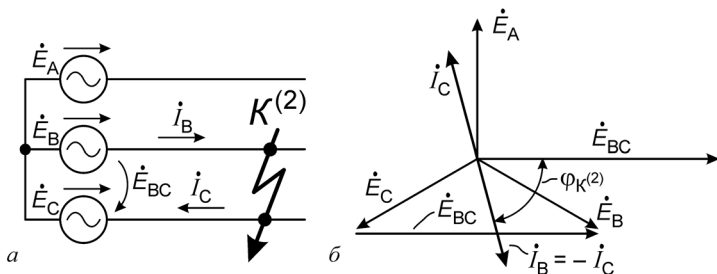


Рис. 1.3

Ток однофазных КЗ в сети с глухозаземлённой нейтралью (рис. 1.4) следует находить с учётом сопротивления цепи заземления ($\dot{z}_3 = r_3 + j \cdot x_3$):

$$I_K^{(1)} = |i_C| = \frac{E_\phi}{\sqrt{(r_l + r_3)^2 + (x_l + x_3)^2}}.$$

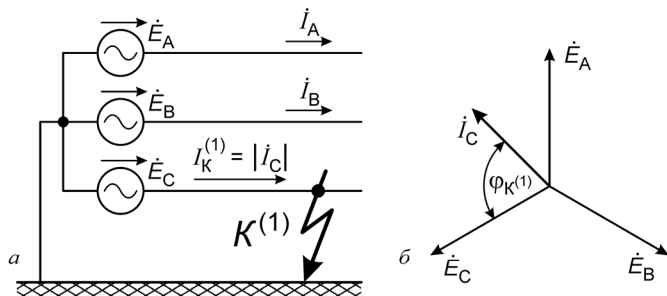


Рис. 1.4

В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью однофазные замыкания короткими не являются (т.к. проводимость в месте повреждения не шунтирует источник питания) и обычно не требуют быстрого отключения (рис. 1.5, а). Такой ненормальный режим работы указанной сети (сети с малым током замыкания на землю) называют *однофазным замыканием на землю* (ОЗЗ).

В месте замыкания возникает ёмкостный ток \dot{I}_3 , обусловленный распределёнными ёмкостями фазных проводников сети относительно земли. В сущности, это однофазный ток (ток нулевой последовательности), распределенный между тремя фазами. Вторым проводником для этого тока является земля и заземленные грозозащитные тросы линий электропередачи (если они имеются).

При расчёте этого тока обычно пренебрегают активными и реактивными сопротивлениями генератора и линии, поскольку они значительно меньше ёмкостного сопротивления сети. Ток замыкания на землю равен геометрической сумме токов в фазах A и B (\dot{I}_{CA} и \dot{I}_{CB} соответственно) и противоположен им по фазе (рис. 1.5, б):

$$\dot{I}_3 = - (\dot{I}_{CA} + \dot{I}_{CB}) = - \left(\frac{\dot{U}_{A0}}{\frac{1}{j \omega C_A}} + \frac{\dot{U}_{B0}}{\frac{1}{j \omega C_B}} \right),$$

где \dot{U}_{A0} и \dot{U}_{B0} – напряжения неповреждённых фаз A и B относительно земли (фактически это линейные напряжения \dot{U}_{AC} и

\dot{U}_{BC}); $\frac{1}{j \omega C_A}$ и $\frac{1}{j \omega C_B}$ – реактивные сопротивления изоляции фаз A и B .

Учитывая, что $\dot{U}_{AC} + \dot{U}_{BC} = -3\dot{E}_c$ (см. рис. 1.5, б), а также считая ёмкости фаз относительно земли одинаковыми ($C_A=C_B=C_C=C$):

$$\dot{I}_3 = -j \omega C (\dot{U}_{AC} + \dot{U}_{BC}) = 3 j \omega C \dot{E}_c$$

или

$$I_3 = 3 U_{\phi} \omega C = 6\pi U_{\phi} f C,$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети.

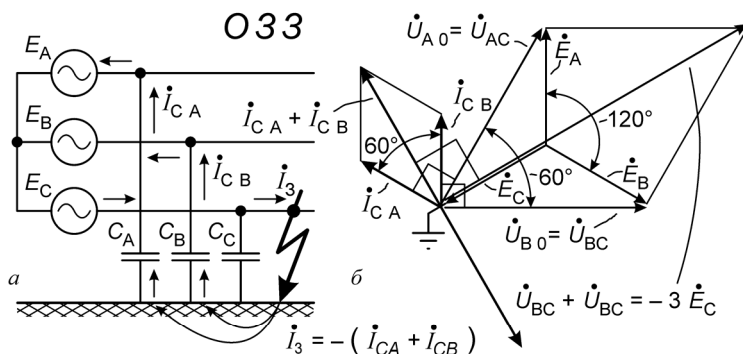


Рис. 1.5

Основные неблагоприятные факторы, возникающие при ОЗЗ, – повышение напряжений неповреждённых фаз относительно земли до линейных и сравнительно небольшой ёмкостный ток в месте замыкания на землю. Они способствуют возникновению других, более тяжёлых видов замыканий и затрудняют поиск повреждения.

В электрических сетях с напряжением 6–35 кВ начинает широко применяться резистивное заземление нейтрали [7]:

1. Низкоомное резистивное заземление нейтрали. Нейтраль сети соединяется с землей через небольшое сопротивление. При однофазном замыкании на землю возникает значительный ток, достаточный для работы релейной защиты на отключение.

2. Высокоомное резистивное заземление нейтрали. Нейтраль сети соединяется с землей через большое сопротивление (соизмеримое с емкостным сопротивлением фаз относительно земли). Ток, возникающий при однофазном замыкании на землю, достаточен для определения повреждённого присоединения и работы релейной защиты на сигнал.

3. Комбинированное заземление нейтрали. Этот вид заземления осуществляется путем присоединения высокоомного резистора параллельно дугогасительному реактору (ДГР) и позволяет снижать уровень перенапряжений при неточной настройке ДГР, а также способствовать работе на сигнал простых релейных защит.

Способы реализации резистивного заземления связаны с особенностями устройства электрических сетей. В сетях, где нет выводов нейтралей обмоток (это, как правило, сети 6-10 кВ), заземляющий резистор подключается к искусственной нулевой точке, образованной первичными обмотками специального трансформатора заземления нейтрали (ТЗН) со схемой соединения обмоток «звезда с нулевым выводом/треугольник» (рис. 1.6, а).

Если имеется трехобмоточный силовой трансформатор с выведенной на крышку трансформатора нейтралью обмотки (обычно в сетях 20 кВ и 35 кВ), то заземляющий резистор присоединяется к этому выводу (рис. 1.6, б).

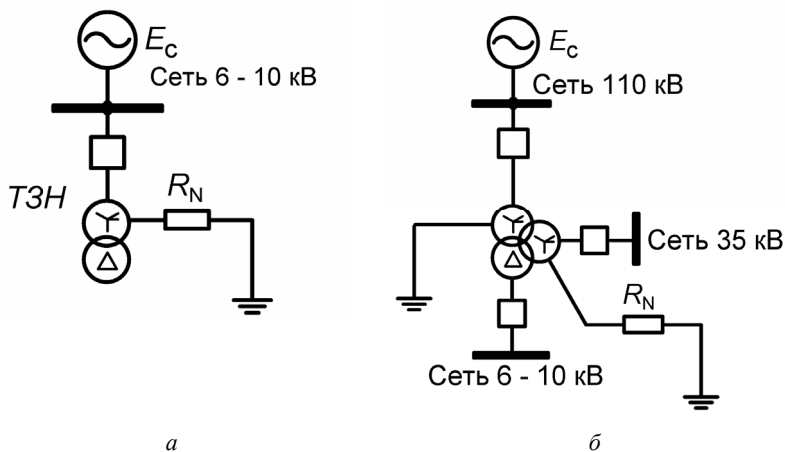


Рис.1.6

Комбинированное заземление осуществляется путем подключения заземляющего резистора параллельно ДГР к имеющимся электрическим цепям (рис.1.7, а, б).

Определить токи при однофазных замыканиях на землю в этих электрических сетях можно так.

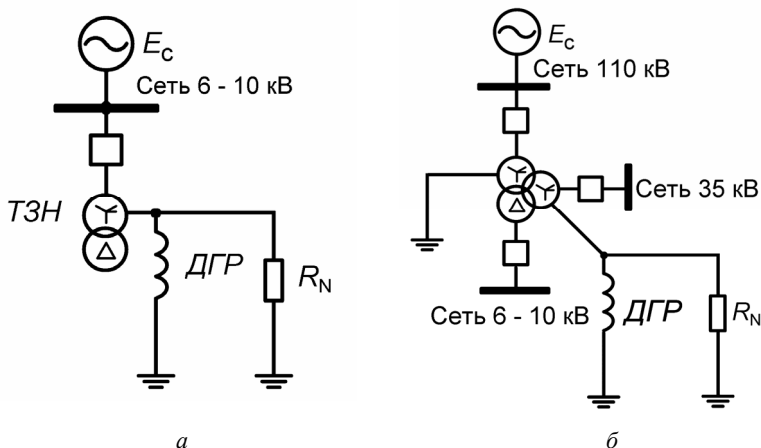


Рис.1.7

В сети с непосредственным присоединением резистора к нейтрали трансформатора на основе схемы замещения (рис. 1.8), комплексные токи в месте повреждения и в заземляющем резисторе соответственно определяются так:

$$i_3 = g \dot{U}_3 = \frac{g(g_N + j3\omega C)}{(g + g_N) + j3\omega C} \dot{E}_c;$$

$$i_N = g_N \dot{U}_N = \dot{U}_N \frac{g_N \cdot g}{(g + g_N) + j3\omega C} \dot{E}_c.$$

Здесь g и g_N – соответственно проводимости места повреждения и заземляющего резистора; $g = 1/R_{\Pi}$, где R_{Π} – сопротивление в месте повреждения; $g_N = 1/R_N$, где R_N – сопротивление заземления нейтрали; \dot{U}_N и \dot{U}_3 – векторы напряжений нейтрали и поврежденной фазы относительно земли соответственно; \dot{E}_c – вектор фазной ЭДС поврежденной фазы C ; C – емкость фазы относительно земли.

При низкоомном заземлении нейтрали $\omega C \ll g_N$. Поэтому можно принять $\omega C = 0$. Тогда векторы токов в месте повреждения и в заземляющем резисторе равны и определяются так:

$$i_3 = i_N = \frac{g \cdot g_N}{g + g_N} \dot{E}_c.$$

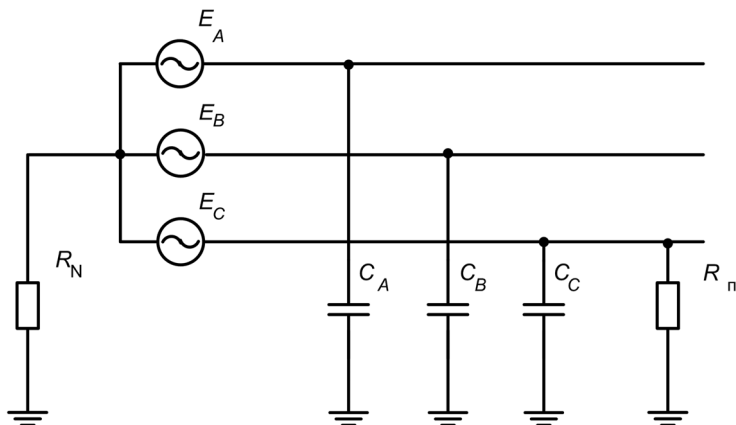


Рис.1.8

Для действующих значений этих токов можно записать

$$I_3 = I_N = \frac{gg_N}{g + g_N} E_c .$$

При стационарных металлических замыканиях $g_N \ll g$ и $g + g_N \approx g$. В этих условиях действующие значения токов в месте повреждения и в заземляющем резисторе можно определить так:

$$I_3 = I_N \approx E_c g_N = E_c / R_N .$$

Токи при однофазных замыканиях на землю в сетях с резистивным заземлением искусственной нулевой точки можно определить по аналогичной методике.

В реальных условиях, как правило, $z_{0T} \ll R_N$ (где z_{0T} – сопротивление нулевой последовательности заземляющего трансформатора) и z_{0T} можно принять равным нулю. Тогда для тока в месте установки защиты при стационарном металлическом однофазном замыкании на землю можно записать

$$I_3 = I_N \approx E_c / R_N .$$

Реже возможны и другие, более сложные виды замыканий, представляющие собой различные сочетания рассмотренных выше: трёхфазное КЗ на землю (рис. 1.9, а), двухфазное КЗ на землю (рис. 1.9, б), двойное КЗ на землю (рис. 1.9, в).

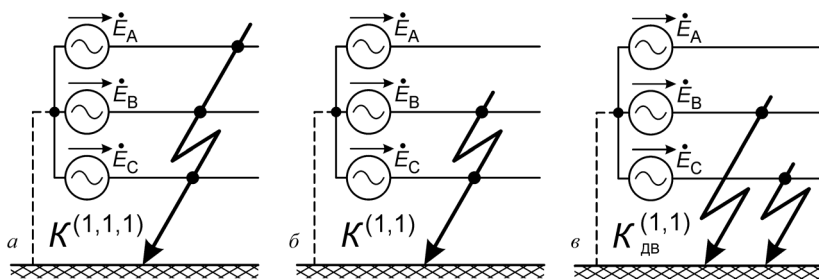


Рис. 1.9

Перечисленные замыкания могут иметь место как в сетях с глухозаземлённой нейтралью, так и в сетях с изолированной (компенсированной) нейтралью.

2. ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

Подавляющее большинство повреждений в электрических системах сопровождаются повышением тока, поэтому именно ток целесообразно использовать в качестве входного сигнала для средств релейной защиты (защиты).

Средства защиты, которые оценивают состояние защищаемого объекта по току, называют токовыми. Токовая защита начинает действовать при выходе значения контролируемого тока за установленные границы. Эти границы, задаваемые тем или иным способом на чувствительных элементах защиты, принято называть уставками.

Действующее значение тока в месте установки средства защиты, при котором защита начинает действовать, называют током срабатывания защиты ($I_{CЗ}$). Действующее значение тока в месте установки защиты, при котором защита возвращается в исходное состояние, называют током возврата защиты. Отношение тока возврата защиты к току её срабатывания – коэффициент возврата.

Как правило, чувствительные к току элементы – токовые реле – включаются в защищаемую сеть за трансформаторами тока (ТТ), в этом случае ток срабатывания реле (уставка) I_{cp} и ток срабатывания защиты $I_{CЗ}$ связаны следующим соотношением:

$$I_{cp} = \frac{k_{cx}}{k_{TA}} \cdot I_{CЗ},$$

где k_{TA} – коэффициент трансформации трансформатора тока; k_{cx} – коэффициент схемы, показывающий, во сколько раз ток в обмотке реле больше тока во вторичной обмотке ТТ. Значение коэффициента схемы определяется схемой соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и катушек реле.

Токовые защиты должны устанавливаться на защищаемом участке электрической сети со стороны источника питания. Если электрическая сеть включает в себя несколько источников, то защиты на контролируемом объекте следует устанавливать со стороны каждого источника питания, а сами защиты в этом случае должны обладать направленностью действия.

Наиболее часто защиты реагируют на повышение тока. Поэтому они являются защитами максимального типа и называются максимальными токовыми защитами.

Существует два вида токовых защит максимального типа, различающиеся способами обеспечения селективной работы: токовые отсечки и максимальные токовые защиты с выдержкой времени срабатывания.

2.1. Токовые отсечки

Токовые отсечки – это быстродействующие токовые защиты максимального типа, селективность действия которых обеспечивается за счёт ограничения зоны действия (т.е. выбором только уставки по току).

В сетях с односторонним питанием токовые отсечки устанавливаются в начале защищаемого участка со стороны источника питания.

Поскольку токи КЗ зависят от удалённости места повреждения от источника питания, то можно подобрать такое значение тока срабатывания отсечки, при котором в зону её действия будет входить только контролируемый объект. Так, ток срабатывания токовой отсечки ТО1 (рис. 2.1) должен быть больше максимально возможного тока КЗ на смежном присоединении, т.е. на линии W2.

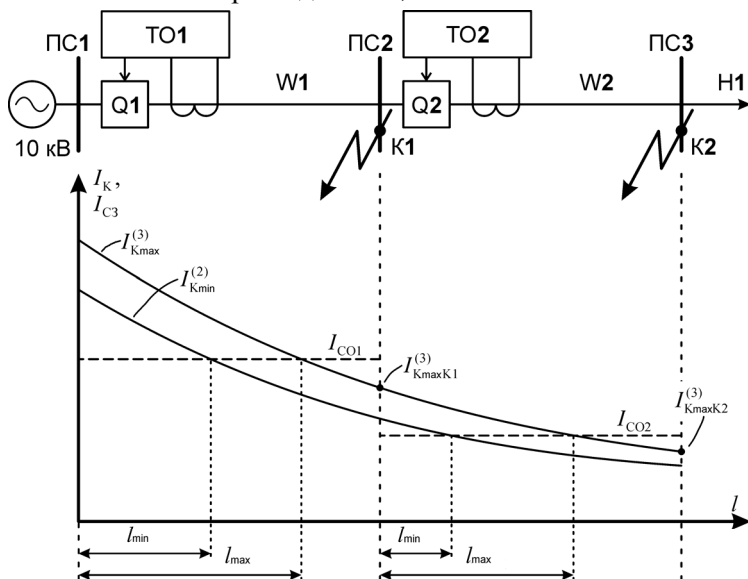


Рис. 2.1

Поскольку ток КЗ при повреждении в начале линии W2 практически равен току КЗ при повреждении в конце линии W1, для выбора уставки обычно рассчитывают ток КЗ при повреждении на подстанции ПС2, т.е. при КЗ в граничной между линиями точке К1.

Условие выбора тока срабатывания отсечки в этом случае может быть записано так:

$$I_{C\ TO1} > I_{K\ max\ (K1)}^{(3)},$$

где $I_{K\ max\ (K1)}^{(3)}$ – действующее значение тока КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы при повреждении в точке К1.

2.1.1. Выбор уставок токовых отсечек

При расчётах уставок быстродействующих защит (к которым относится и токовая отсечка) необходимо учитывать возможное влияние апериодической составляющей тока КЗ [1]. С этой целью в условие выбора включают коэффициент запаса [4] (табл. 2.1), значение которого зависит от типа чувствительного элемента (токового реле) и защищаемого объекта:

$$I_{C\ TO1} = k_3 \cdot I_{K\ max\ (K1)}^{(3)}.$$

Таблица 2.1

Значения коэффициента запаса
для токовых отсечек мгновенного действия

Тип реле	Защищаемый объект	
	линия	трансформатор
РТ-40	1,2...1,3	1,3...1,4
РТ-80	1,5...1,6	1,6

Токовые отсечки без выдержки времени, установленные для защиты трансформаторов или линий, от которых далее питаются силовые трансформаторы, необходимо дополнительно отстраивать от бросков тока намагничивания, возникающих при включении (восстановления питания) указанных трансформаторов.

Зона действия токовой отсечки линии определяется графически по точке пересечения кривой изменения тока КЗ и горизонтальной линии, соответствующей уставке. В зависимости от вида КЗ и режима работы энергосистемы положение правой границы зоны действия отсечки может изменяться (токовая от-

сечка обладает *относительной селективностью*), а ширина зоны действия может принимать значения от l_{\min} до l_{\max} (см. рис. 2.1). В пределах минимальной зоны действия l_{\min} отсечка выявляет любые короткие замыкания в любом режиме работы энергосистемы. За пределами максимальной зоны l_{\max} , напротив, никакое КЗ отсечкой выявлено не будет. Поэтому обычно зоной действия отсечки считают минимальную зону l_{\min} .

Эффективность отсечек оценивается по коэффициенту чувствительности или по длине зоны действия [4]:

- для отсечек *трансформаторов* чувствительность определяется по току самого «лёгкого» КЗ (определяемого режимом заземления нейтрали) в месте установки отсечки в минимальном режиме работы энергосистемы; при этом должно выполняться условие: $k_{\eta} \geq 2$;

- при расчёте коэффициента чувствительности отсечек блоков *линия – трансформатор* используют минимально возможный ток при КЗ в конце линии (т.е. на границе между линией и трансформатором); $k_{\eta} \geq 1,5$;

- токовая отсечка линии считается эффективной, если зона её действия охватывает не менее (15...20) % общей протяжённости линии.

Так как токовая отсечка мгновенного действия контролирует лишь часть объекта, её использование в качестве единственной защиты данного объекта недопустимо.

2.1.2. Схемы токовых отсечек

Отсечки, выполненные по *трёхфазной трёхрелейной схеме* (рис. 2.2), применяются для защиты электрических сетей напряжением 110 кВ и выше (сетей с глухозаземлённой нейтралью). Трансформаторы тока устанавливаются в каждой из трёх фаз контролируемой сети. Вторичные обмотки ТТ и катушки токовых реле соединяют по схеме «звезда/звезда» (Y/Y); при этом в нормальном режиме токи в реле равны вторичным токам трансформаторов тока, т.е. $k_{\text{сх}}=1$.

Так как в сетях 110 кВ и выше обычно дополнительно устанавливают специальную токовую защиту нулевой последовательности

от КЗ на землю, может быть использована разновидность этой схемы без токового реле КА2 (т.е. фактически двухфазная двухрелейная схема) [5]. Назначение блок-контакта SQ заключается в своевременном разрыве цепи питания катушки отключения YAT выключателя Q после его отключения, вызванного срабатыванием защиты. Тем самым исключается возможность обгорания контактов KL1.1 под действием дуги.

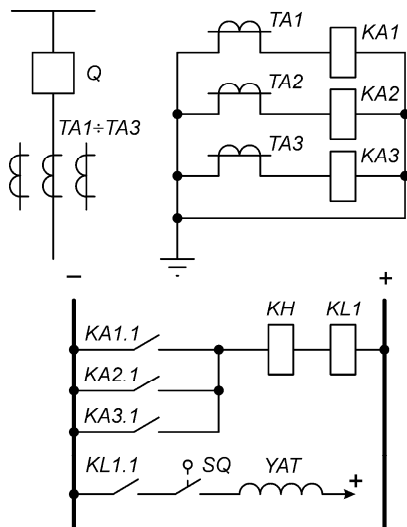


Рис. 2.2

Двухфазная двухрелейная схема (рис. 2.3) используется, главным образом, для защиты в электрических сетях с изолированной или компенсированной нейтралью (обычно 6...35 кВ).

Здесь трансформаторы тока устанавливаются в двух фазах защищаемой сети (как правило, в фазах А и С), а вторичные обмотки ТТ и катушки реле соединяются по схеме «неполная звезда / неполная звезда». В этом случае также $k_{сх}=1$.

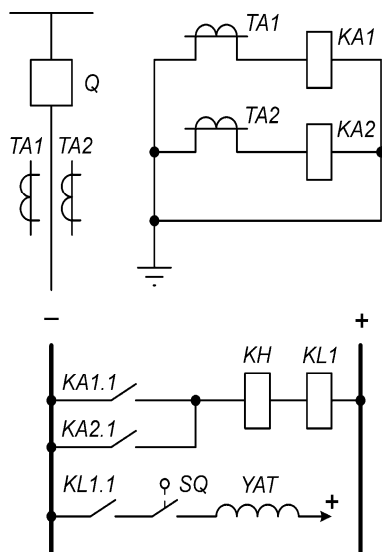


Рис.2.3

2.2. Неселективные отсечки

К защитам головных участков электроэнергетических систем, как правило, предъявляются повышенные требования по быстродействию. Это связано с необходимостью обеспечения устойчивости параллельной работы синхронных генераторов и энергосистемы в целом. Применение токовых отсечек оказывается не всегда эффективным, т.к. из-за увеличенных сечений проводников головных линий токи КЗ при повреждениях в начале и в конце линии отличаются незначительно. В результате обеспечить приемлемую зону действия и селективность отсечки обычно не удастся.

В таких ситуациях могут быть использованы неселективные токовые отсечки.

Неселективные отсечки – это токовые защиты максимального типа, которые могут действовать при повреждениях не только в пределах контролируемого объекта, на котором они установлены, но и за его пределами. Селективность действия неселективных отсечек обеспечивается за счёт введения выдержки времени или применения дополнительных технических средств.

2.2.1. Неселективная токовая отсечка с выдержкой времени

С целью расширения зоны, контролируемой токовой отсечкой, можно допустить возможность её действия при коротких замыканиях на смежной линии (рис. 2.4). Селективное действие неселективной отсечки в этом случае можно обеспечить за счёт ограничения зоны её действия пределами действия быстродействующей защиты следующей линии и небольшой выдержкой времени срабатывания.

Так, установка токовой отсечки мгновенного действия ТО1 на линию W1, очевидно, неэффективна ввиду очень ограниченной зоны действия ($I_{\text{ТО1}}$). Для защиты линии W1 в этом случае целесообразно использовать неселективную отсечку НО1, которую и по току, и по времени следует отстроить от токовой отсечки ТО2 линии W2:

$$I_{\text{СНО1}} > I_{\text{СТО2}} \quad \text{или} \quad I_{\text{СНО1}} = k_3 \cdot I_{\text{СТО2}};$$

$$t_{\text{СНО1}} = t_{\text{СТО2}} + \Delta t,$$

где $I_{C\ TO2}$ – ток срабатывания токовой отсечки TO2 линии W2; k_3 – коэффициент запаса неселективной отсечки; $I_{C\ HO1}$ – время срабатывания токовой отсечки TO2, с; $t_{C\ HO1} \approx 0,1$; Δt – ступень селективности; $\Delta t = 0,4...0,6$.

Выдержка времени неселективной отсечки обычно составляет $0,3...0,8$ с [5]. За это время апериодическая составляющая тока КЗ практически полностью затухает, поэтому значения коэффициента запаса принимают в пределах $1,1...1,2$ независимо от типа реле [4]. Кроме того, по этой же причине (наличие выдержки времени) нет необходимости в дополнительной отстройке от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов (рис. 2.5).

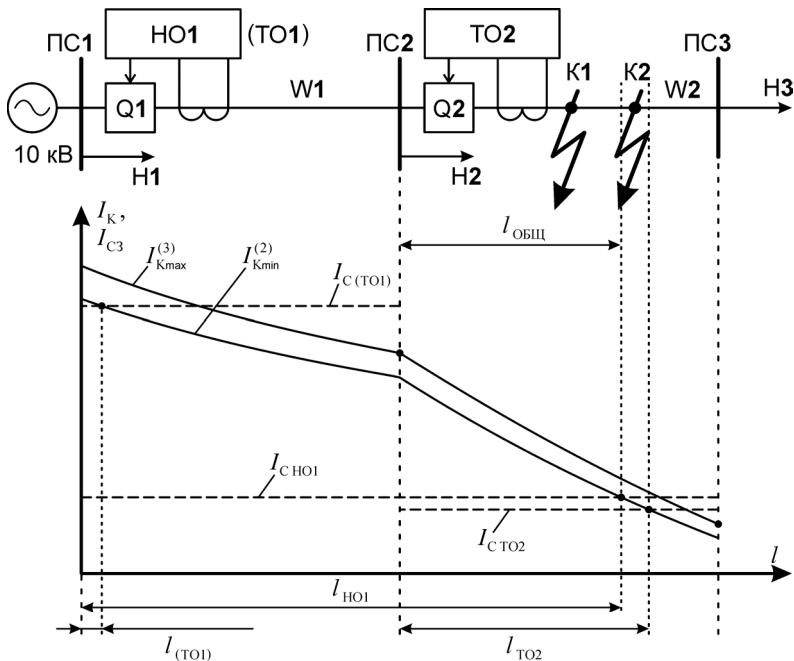


Рис. 2.4

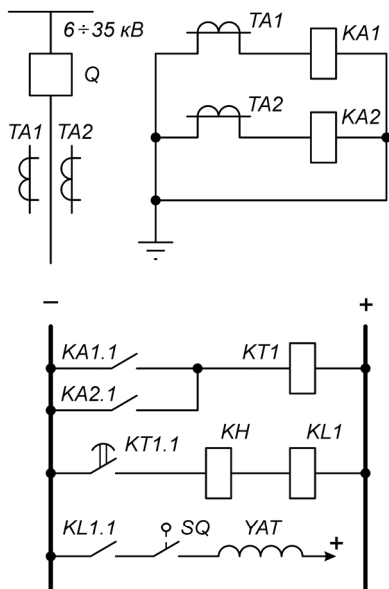


Рис. 2.5

При таком выборе уставок на линии W2 образуется общая зона действия $l_{\text{общ}}$. При коротком замыкании за пределами этой зоны, но в пределах зоны действия $l_{\text{ТО2}}$ отсечки ТО2 (точка К2) срабатывает только токовая отсечка ТО2, отключая повреждённую вторую линию. На К3 в зоне $l_{\text{общ}}$ (точка К1) реагируют обе отсечки: селективная ТО2 и неселективная первой линии НО1, однако «своя» отсечка ТО2 сработает быстрее (практически мгновенно) и точно так же будет отключена только повреждённая линия W2. Неселективная от-

сечка при этом вернётся в исходное состояние, так и не успев сработать. При К3 в пределах линии W1 будет селективно работать неселективная отсечка НО1.

Требуемая выдержка времени неселективной отсечки создаётся с помощью реле времени КТ1.

2.2.2. Неселективная токовая отсечка без выдержки времени

Неселективная токовая отсечка без выдержки времени применяется, когда по условиям обеспечения устойчивой работы энергосистемы или обеспечения термической устойчивости защищаемого оборудования требуется мгновенное отключение всех или части поврежденных элементов [4]. Исправить неселективное действие токовой отсечки при КЗ на смежных присоединениях можно с помощью устройств автоматического повторного включения (АПВ) или автоматического включения резервного источника питания (АВР).

Устройство АПВ (рис. 2.6) устанавливается на линии W1 и действует на выключатель Q1.

Если короткое замыкание произошло на линии W2 в общей зоне $l_{\text{общ}}$ действия селективной отсечки ТО2 и неселективной отсечки НО1 (точка К2), обе отсечки сработают одновременно. В результате обе линии W1 и W2 оказываются отключенными своими выключателями. После отключения линии W1 устройство АПВ, обеспечив определённую выдержку времени, подаст сигнал на повторное включение выключателя Q1. Линия W1 вновь включается и питание подстанции ПС2 восстанавливается. Повреждённая линия W2 остаётся в отключенном состоянии.

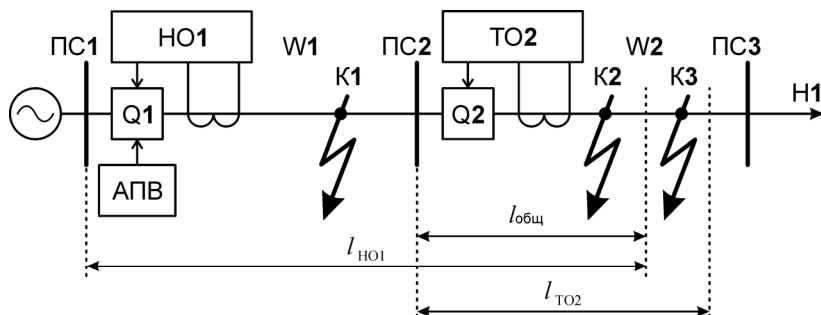


Рис. 2.6

Если в исходном состоянии электрической сети короткое замыкание произошло вне общей зоны действия защит $l_{\text{общ}}$, но в зоне действия $l_{\text{ТО2}}$ токовой отсечки ТО2 (точка К3), то под действием этой защиты будет быстро отключена только линия W2. Неселективная отсечка НО1 действовать не должна, и линия W1 остаётся во включенном состоянии.

При коротком замыкании на линии W1 (точка К1) под действием неселективной отсечки НО1 будет отключена линия W1. Устройство АПВ повторно включит линию, и, если короткое замыкание оказалось устойчивым (не ликвидировалось за время действия АПВ), неселективная отсечка НО1 вновь отключит линию W1. Количество включений линии W1 (обычно одно) ограничивается устройством АПВ.

Ток срабатывания неселективной токовой отсечки выбирается по условию её надёжного срабатывания в тех зонах, где трёхфазные КЗ вызывают снижение напряжения до значений, при которых нарушается устойчивая работа энергосистемы [5]:

$$I_{\text{сНО1}} \leq \frac{U_{\text{с min}}}{k_3 \sqrt{3} (1 + k_0) z_{\text{с min}}},$$

где $U_{\text{с min}}$ – междуфазное напряжение питающей энергосистемы в минимальном режиме её работы, можно принять 0,9...0,95 номинального; $z_{\text{с min}}$ – сопротивление энергосистемы в минимальном режиме работы до места установки неселективной отсечки; k_3 – коэффициент запаса, $k_3 = 1,1 \dots 1,2$; k_0 – коэффициент, учитывающий допустимое снижение напряжения при трёхфазных КЗ; в приближённых расчётах для обеспечения динамической стойкости синхронных генераторов $k_0 \geq 1,5$, синхронных электродвигателей $k_0 \geq 1,0$ [4, 5].

Кроме этого необходимо, чтобы при коротких замыканиях в общей зоне действия отсечек на линии W2 собственное время срабатывания отсечки ТО2 не превышало время срабатывания неселективной отсечки НО1.

2.3. Максимальные токовые защиты

Максимальные токовые защиты (МТЗ) – это токовые защиты максимального типа, селективность действия которых обеспечивается выбором различных выдержек времени срабатывания.

Как правило, МТЗ используются для защиты электрических сетей с односторонним питанием. Они устанавливаются в начале каждого контролируемого объекта со стороны источника питания (рис. 2.7).

Выдержки времени срабатывания защит должны нарастать по мере приближения к источнику питания: $t_{\text{с31}} > t_{\text{с32}} > t_{\text{с33}} > t_{\text{с3Н4}}$.

При коротком замыкании на линии W3 (например, в точке КЗ) токи в линиях от источника до точки КЗ увеличатся и все три обтекаемые током КЗ защиты МТЗ-1...МТЗ-3 могут начать действовать. Среди перечисленных защит МТЗ-3 имеет наименьшую выдержку времени и поэтому срабатывает первой, отключая только повреждённую линию W3. Остальные защиты вернуться в исходное состояние, так и не успев сработать.

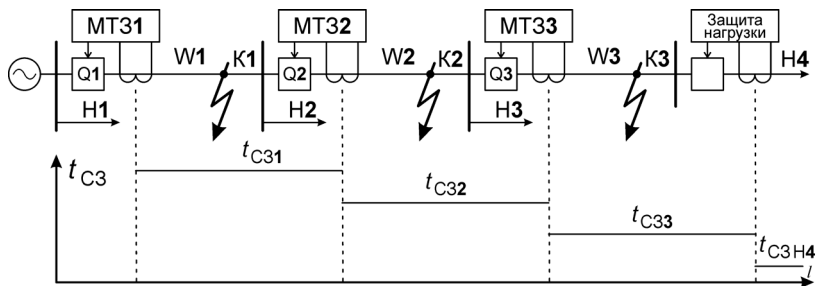


Рис. 2.7

При коротком замыкании на линии W2 (в точке K2) током K3 обтекаются защиты MTЗ-1 и MTЗ-2. Из них меньшей выдержкой времени обладает MTЗ-2. Именно она должна сработать первой и отключить повреждённую линию W2.

При коротком замыкании на линии W1 должна сработать защита MTЗ1.

2.3.1. Выбор уставок MTЗ

Ток срабатывания MTЗ выбирается исходя из следующих условий.

Во-первых, ток срабатывания должен быть больше максимального рабочего тока, чтобы защита не действовала при нормальной работе системы: $I_{C3 \max} > I_{\text{раб} \max}$.

Во-вторых, ток возврата защиты должен быть больше тока самозапуска в послеаварийном режиме работы системы, чтобы защита возвращалась в исходное положение после селективного отключения повреждённого оборудования другой защитой:

$$I_{\text{вз}} > I_{\text{сзп}}.$$

Так, при K3 в начале линии W2 (рис. 2.8) токи в местах установки защит MTЗ-1 и MTЗ-2 увеличиваются, токовые реле этих защит срабатывают и реле времени начинают отсчёт установленных на них выдержек времени. Одновременно снижается напряжение на шинах подстанции ПС2 и двигателя М, также питающиеся от шин этой подстанции, затормаживаются. Часть из них при этом отключается, другая часть в соответствии с технологическими требованиями остаётся подключенной к сети. После отключения линии W2 защитой MTЗ-2 начинается процесс самозапуска этих двига-

телей, при котором ток в месте установки МТЗ-1 равен току самозапуска электродвигателей. В этих условиях необходимо, чтобы МТЗ-1 всё же вернулась в исходное состояние, прервав отсчёт времени.

Учитывая, что ток срабатывания защиты и ток её возврата связаны коэффициентом возврата ($k_B = I_{B3}/I_{C3}$), а также используя коэффициент запаса k_3 , второе условие можно переписать в виде

$$I_{C3} = \frac{k_3 I_{\text{сзап}}}{k_B}.$$

Учитывая также, что МТЗ – это защита, имеющая выдержку времени срабатывания, $k_3 = 1,1 \dots 1,2$ для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90; $k_B = 0,8 \dots 0,85$ для тех же типов реле [4].

Если максимальное значение тока самозапуска неизвестно, его можно определить приближённо на основании коэффициента самозапуска, показывающего, во сколько раз ток самозапуска больше максимального рабочего тока. Тогда

$$I_{C3} = \frac{k_3 k_{\text{сзап}}}{k_B} I_{\text{раб max}}.$$

Здесь $I_{\text{сзап}}$ и $k_{\text{сзап}}$ – ток самозапуска электродвигателей в месте установки защиты и коэффициент самозапуска соответственно.

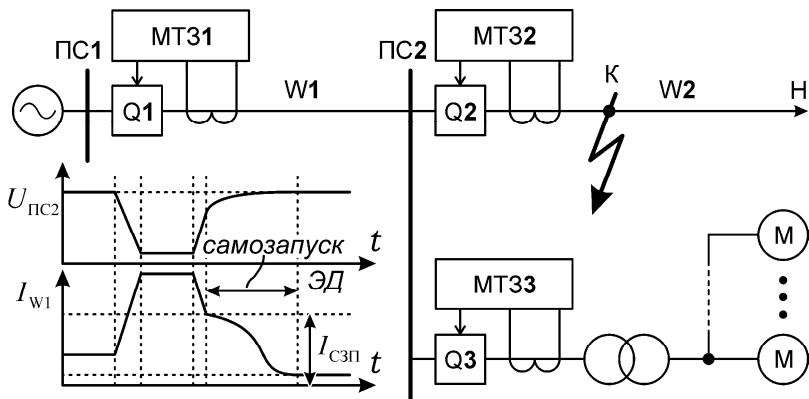


Рис. 2.8

Выдержки времени срабатывания МТЗ при каскадном соединении линий должны возрастать по мере приближения к источнику питания (см. рис. 2.7):

$$t_{C33} = t_{C3H4} + \Delta t ;$$

$$t_{C32} = t_{C33} + \Delta t ;$$

$$t_{C31} = t_{C32} + \Delta t , \text{ с} ,$$

где t_{C3H4} – время срабатывания собственной защиты нагрузки; Δt – ступень селективности, с, при использовании электромагнитических реле времени $\Delta t = 0,4 \dots 0,6$ с.

2.3.2. Схемы МТЗ

Полная звезда (трёхфазная трёхрелейная схема, рис. 2.9; $k_{сх}=1$) применяется редко, т.к. в сетях 6...35 кВ при двойных замыканиях на землю может приводить к неселективному отключению повреждённых линий. Чувствительность такой защиты, установленной на трансформаторах 110 кВ и выше, необходимо искусственно снижать, не допуская действия защиты при внешних однофазных КЗ. В сетях 110 кВ и выше обычно используют дистанционную защиту [5].

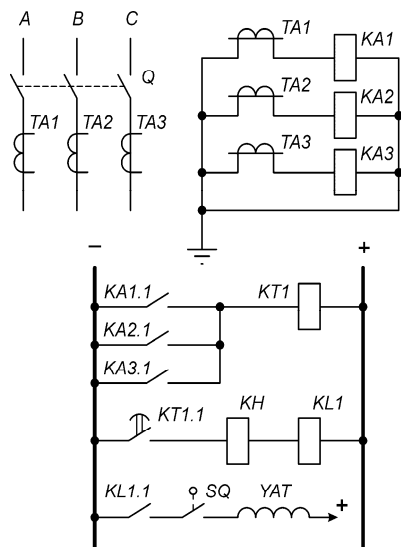


Рис. 2.9

Неполная звезда (двухфазная двухрелейная или трёхрелейная схема, рис. 2.10) используется для защиты в электрических сетях 6...35 кВ, т.е. в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью, где не может быть однофазных коротких замыканий. Для уменьшения вероятности неселективных отключений при двойных замыканиях на землю трансформаторы тока во всей сети устанавливают на одно-

использовать только для защиты электродвигателей выше 1 кВ мощностью не более 2 МВт [3, 5].

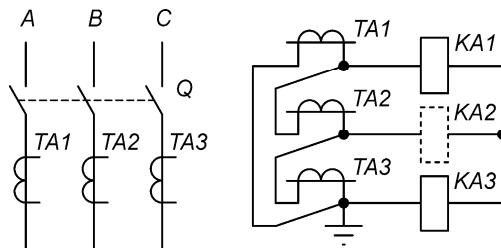


Рис. 2.11

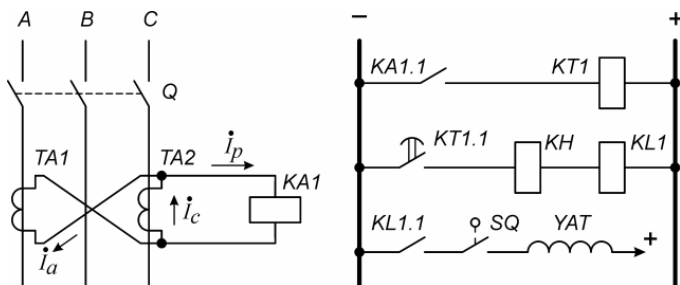


Рис. 2.12

2.4. Трехступенчатые токовые защиты

Для того чтобы обеспечить надежную защиту электрических сетей при повреждениях часто недостаточно использовать защиту одного вида. Так, токовые отсечки обеспечивают быстрое выявление повреждений, но имеют зоны нечувствительности в конце контролируемого объекта. Максимальные токовые защиты имеют достаточно протяженные зоны действия, но их приходится выполнять с большими выдержками времени срабатывания, особенно на головных участках сетей – т.е. там, где требуется высокое быстродействие. Для того чтобы максимально использовать достоинства защит разных типов, их объединяют в один комплекс.

Наибольшее распространение получили трехступенчатые токовые защиты. В качестве первой ступени используются токовые отсечки мгновенного действия (селективные токовые отсечки). В

качестве второй – используются токовые отсечки с выдержкой времени срабатывания (неселективные токовые отсечки). В качестве третьей ступени – МТЗ.

Трехступенчатые токовые защиты могут быть неполными. Например, на головной линии W1 (рис. 2.13), как правило, устанавливаются все ступени защиты. На смежных с головным участком сети линиях W2 чаще используют только две ступени: первую и третью. На удаленных от источника питания объектах сети (линия W3) обычно достаточно только третьей ступени защиты – МТЗ.

Расчёты целесообразно вести начиная с наиболее удалённой от источника питания линии (W3). Первичный ток срабатывания третьей ступени защиты 3 определяется так:

$$I_{C3\ 3-3} = \frac{k_3}{k_B} I_{сзап\ W3} = \frac{k_3 k_{сзап\ W3}}{k_B} I_{раб\ max\ W3},$$

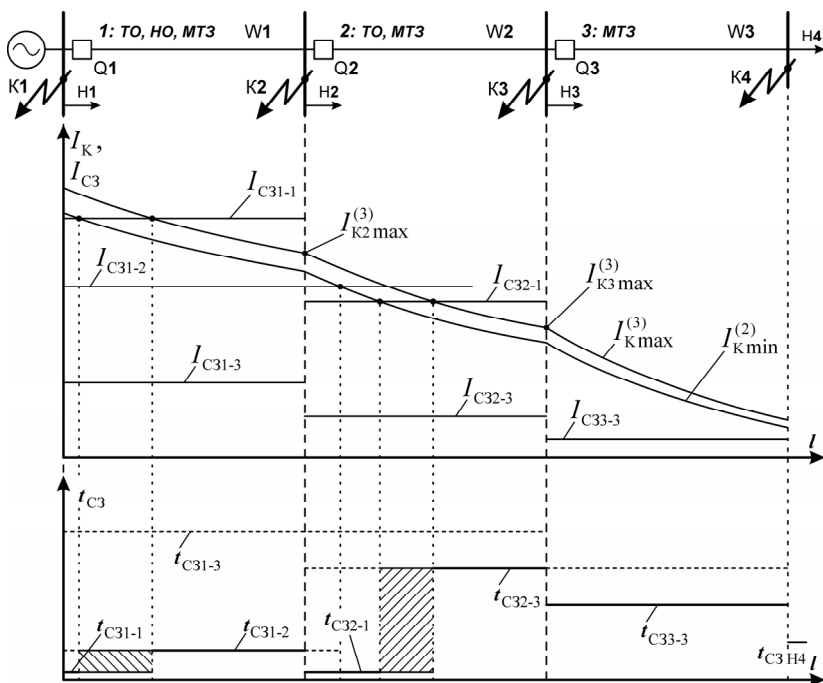


Рис. 2.13

где $I_{\text{сзап W3}}$ и $I_{\text{раб max W3}}$ – значение тока самозапуска в послеаварийном режиме и максимальное значение рабочего тока в линии W3 в нормальном режиме, соответственно; k_3 – коэффициент запаса (для защит, имеющих выдержку времени); k_B – коэффициент возврата; $k_{\text{сзап W3}}$ – коэффициент самозапуска для линии W3.

Выдержка времени срабатывания третьей ступени защиты 3:

$$t_{\text{C3 3-3}} = t_{\text{C3 H4}} + \Delta t ,$$

где $t_{\text{C3 H4}}$ – максимальное время срабатывания защит нагрузок, с которыми третья ступень защиты 3 может иметь общую зону действия; Δt – ступень селективности.

Параметры срабатывания МТЗ второй и первой линий определяются аналогично:

$$I_{\text{C3 2-3}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{сзап W2}} = \frac{k_3 k_{\text{сзап W2}}}{k_B} I_{\text{раб max W2}} ,$$

$$t_{\text{C3 2-3}} = \max \left(t_{\text{C3 3-3}}, t_{\text{C3 H3}} \right) + \Delta t ,$$

$$I_{\text{C3 1-3}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{сзап W1}} = \frac{k_3 k_{\text{сзап W1}}}{k_B} I_{\text{раб max W1}} ,$$

$$t_{\text{C3 1-3}} = \max \left(t_{\text{C3 2-3}}, t_{\text{C3 H2}} \right) + \Delta t .$$

Первичный ток срабатывания первой ступени (отсечки мгновенного действия) второй линии:

$$I_{\text{C3 2-1}} = k_3 \cdot I_{\text{K max}}^{(3)} ,$$

где k_3 – коэффициент запаса (для защит мгновенного действия);

$I_{\text{K max}}^{(3)}$ – максимальное значение тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ в конце второй линии.

Аналогично определяется ток срабатывания первой ступени защиты 1:

$$I_{\text{C31-1}} = k_3 I_{\text{K2 max}}^{(3)} .$$

Вторая ступень защиты 1 должна быть отстроена от тока срабатывания первой ступени защиты, установленной на следующей (второй) линии:

$$I_{C3\ 1-2} = k_{3\ 1-2} I_{C3\ 2-1} = k_{3\ 1-2} k_{3\ 2-1} I_{K\ max}^{(3)},$$

где $k_{3\ 1-2}$ и $k_{3\ 2-1}$ – коэффициенты запаса по току второй ступени защиты первой линии и первой ступени второй линии соответственно; в общем случае значения этих коэффициентов различные, т.к. первая ступень защиты не имеет выдержки времени, а вторая – с целью обеспечения селективности действия – имеет.

По времени вторая ступень защиты 1 также должна быть отстроена от времени действия быстродействующих защит отходящих присоединений (вторая линия), с которыми имеет общую зону действия:

$$t_{C3\ 1-2} = t_{C3\ 2-1} + \Delta t,$$

где $t_{C3\ 2-1}$ – время действия первой ступени защиты 2.

Токи срабатывания реле (вторичные токи) отдельных ступеней защит вычисляются так:

$$I_{cp} = \frac{k_{cx}}{k_{TA}} I_{C3},$$

где I_{C3} – первичный ток срабатывания соответствующей ступени защиты; k_{cx} – коэффициент схемы; k_{TA} – коэффициент трансформации трансформаторов тока защиты.

Чувствительность первых ступеней защит токовой трехступенчатой линии электропередачи 10 кВ (рис. 2.14) оценивается по ширине зоны действия. Зона действия, как правило, определяется графически.

Чувствительность вторых ступеней может оцениваться по ширине зоны действия или по значению коэффициента чувствительности. Если зона действия второй ступени полностью охватывает контролируемую линию, то третья ступень защиты этой линии выполняет только резервные функции. Если же зона действия второй ступени меньше длины контролируемой линии, то третья ступень защиты линии является основной.

Чувствительность третьих ступеней защит оценивается по коэффициенту чувствительности, как у отдельных МТЗ.

2.5. Направленные токовые защиты

Направленная защита – это защита, действующая только при определённом направлении (знаке) мощности короткого замыкания [2].

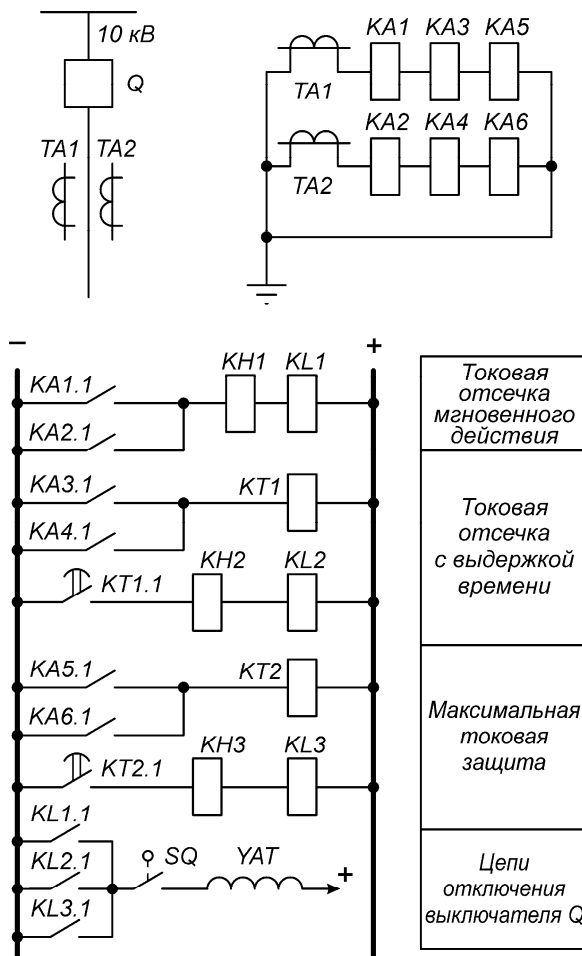


Рис. 2.14

2.5.1. Принцип действия

В электрических сетях с двухсторонним питанием и в кольцевых сетях обычные токовые защиты не могут действовать селективно. Например, в электрической сети с двумя источниками питания (рис. 2.15), где выключатели и защиты установлены с обеих сторон каждой линии, при повреждении в точке К1 должны выполняться следующие условия выбора выдержек времени срабатывания МТЗ:

$$t_{C3\ 2} < t_{C3\ 3} < t_{C3\ 4} < t_{C3\ 5} < t_{C3\ 6}.$$

При КЗ в точке К2

$$t_{C3\ 1} < t_{C3\ 2} < t_{C3\ 3} \text{ и } t_{C3\ 4} < t_{C3\ 5} < t_{C3\ 6}.$$

При КЗ в точке К3

$$t_{C3\ 1} < t_{C3\ 2} < t_{C3\ 3} < t_{C3\ 4} < t_{C3\ 5}.$$

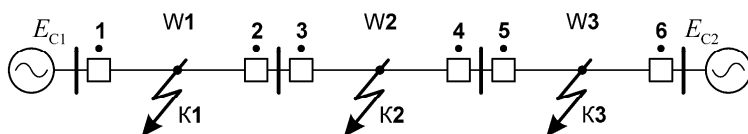


Рис. 2.15

Эти требования противоречивы и не могут быть выполнены в одной системе защит.

Для обеспечения селективного действия токовых защит в этих условиях необходимо использовать дополнительный признак, характеризующий расположение места повреждения относительно защит. В качестве этого признака можно использовать направление мощности в месте установки защиты.

Для того чтобы обеспечить селективное действие МТЗ, нужно разрешить действовать только тем защитами, направление мощности короткого замыкания в месте установки которых – от шин к линии. Тогда выполнять согласование по времени срабатывания необходимо только для тех защит, действие которых разрешено (рис. 2.16).

С учетом этого при коротком замыкании в точке К1

$$t_{C3\ 2} < t_{C3\ 4} < t_{C3\ 6};$$

в точке К2

$$t_{C3\ 1} < t_{C3\ 3} \text{ и } t_{C3\ 4} < t_{C3\ 6};$$

в точке К3

$$t_{C3\ 1} < t_{C3\ 3} < t_{C3\ 5}.$$

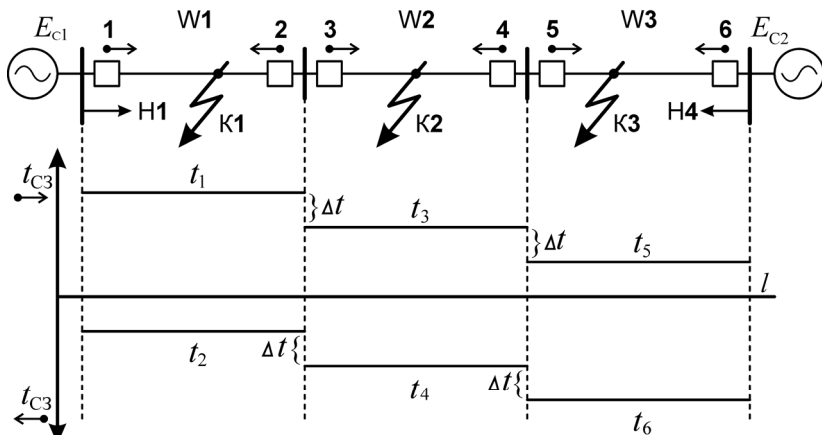


Рис. 2.16

Как видно на рис. 2.16, в новых условиях требования к соотношению выдержек времени срабатывания отдельных защит не противоречат друг другу. Следовательно, система защиты реализуема.

2.5.2. Реле направления мощности

Для того чтобы определить направление мощности, передаваемой по контролируемой электрической сети, в месте установки защиты используют специальное реле – реле направления мощности. Отечественная промышленность выпускает реле направления мощности двух видов: индукционные (серий РБМ-170 и РБМ-270) и микроэлектронные (типа РМ-11 и РМ-12) [3].

Индукционное реле направления мощности [2, 3] имеет две обмотки, размещенные на полюсах замкнутого стального магнитопровода 1 (рис. 2.17). Одна из них – токовая 4 включается во вторичные цепи ТА, и ток в ней (I_p) определяется вторичным током ТА. Вторая – потенциальная 5 – подключается ко вторичной обмотке TV, и ток в ней (I_n) пропорционален подведенному напряжению (U_n). Между полюсами расположен внутренний стальной сердечник 2 цилиндрической формы и алюминиевый ротор 3, имеющий форму стакана. На роторе укреплен контактный мостик 6. При направлении мощности КЗ от шин в линию этот мостик замыкает неподвижные выходные контакты 7 (реле срабатывает). Возврат реле происходит под воздействием противодействующей пружины 8.

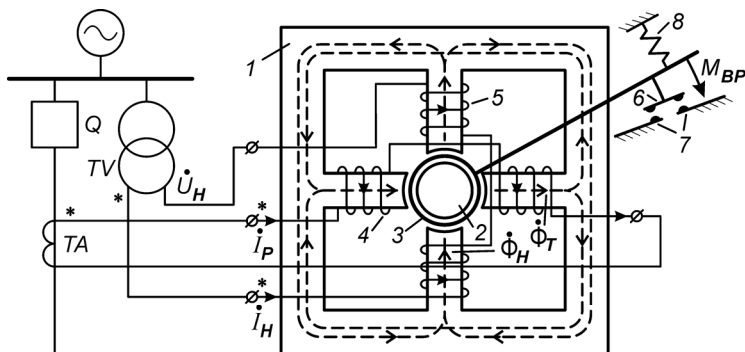


Рис. 2.17

Магнитные потоки, создаваемые катушками с соответствующими токами, сдвинуты в пространстве на угол 90° . Взаимодействие потоков с токами, индуцированными ими в роторе, создает вращающий момент, который заставляет ротор поворачиваться. Если магнитные потоки имеют синусоидальную форму, то вращающий момент $M_{вр} \sim \Phi_I \Phi_U \sin \Psi$. Здесь Φ_I и Φ_U – магнитные потоки, создаваемые токовой и потенциальной катушками соответственно; Ψ – электрический угол между магнитными потоками Φ_I и Φ_U .

Принцип действия реле (рис. 2.18) поясняет векторная диаграмма. Приняты следующие обозначения: \dot{I}_p и $\dot{U}_н$ – векторы тока и напряжения, подведенных к реле; φ_p – угол между векторами \dot{I}_p и $\dot{U}_н$, определяемый параметрами силовой электрической сети и схемой включения реле; $\dot{I}_н$ – вектор тока в потенциальной катушке реле; α – угол между векторами $\dot{I}_н$ и $\dot{U}_н$ (угол внутреннего сдвига), определяемый соотношением активного и реактивного сопротивлений цепи потенциальной катушки.

Учитывая, что $\Phi_I \sim I_p$, $\Phi_U \sim I_n \sim U_n$, а $\Psi = \alpha - \varphi_p$, можно получить:

$$M_{вр} = k_p U_n I_p \sin(\alpha - \varphi_p).$$

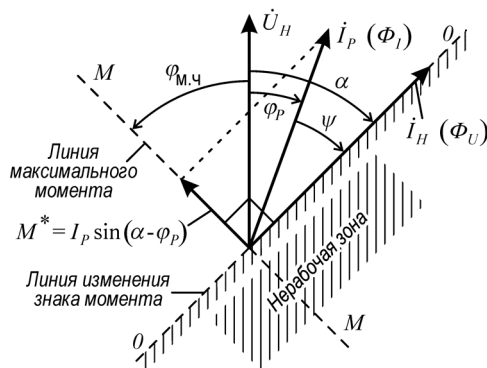


Рис. 2.18

В этом выражении k_p – постоянный коэффициент, определяемый параметрами реле, а $U_n I_p \sin(\alpha - \varphi_p) = S_p$ – мощность на зажимах реле. Следовательно, вращающий момент реле пропорционален мощности: $M_{вр} = k_p S_p$, т.е. реле реагирует на мощность.

Вращающий момент реле равен нулю, когда $\sin(\alpha - \varphi_p) = 0$. Отсюда следует, что $M_{вр} = 0$, если $\varphi_p = \alpha$ при отставании и если $\varphi_p = (\alpha + 180^\circ)$ при опережении вектором \dot{I}_p вектора \dot{U}_n . Линия, расположенная под этим углом к вектору \dot{U}_n , называется линией нулевых моментов или линией изменения знака момента [2, 3].

Угол φ_p между векторами \dot{I}_p и \dot{U}_n , при котором вращающий момент имеет максимальное значение, принято называть углом максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч}$. Линия, расположенная к вектору \dot{U}_n под углом $\varphi_{м.ч}$, называется линией максимального момента.

Если внутренний угол α равен 0 (рис. 2.19, а), то вращающий момент $M_{вр} = k_p U_n I_p \sin(-\varphi_p)$ в реле пропорционален реактивной мощности, подведенной к реле (*синусное реле*, или реле реактивной мощности). Эти реле выполняют так, что $M_{вр}$ положителен, если

угол φ_p меньше 0 (т.е. $M_{вр} = k_p U_n I_p \sin \varphi_p$). Угол максимальной чувствительности для синусного реле $\varphi_{м.ч}$ равно 90° .

Если внутренний угол α равен 90° (рис. 2.19, б), то вращающий момент

$$M_{вр} = k_p U_n I_p \sin(90 - \varphi_p) = k_p U_n I_p \cos \varphi_p$$

пропорционален активной мощности, подведенной к реле (*косинусное реле*, или *реле активной мощности*). Для косинусного реле $\varphi_{м.ч} = 0^\circ$.

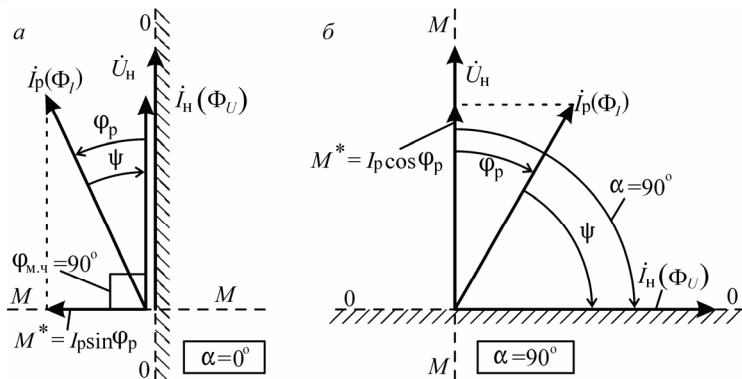


Рис. 2.19

В реле смешанного типа (см. рис.2.18) угол α может иметь значения от 0° до 90° . У отечественных реле смешанного типа (РБМ-171, РБМ-271) угол α изменяется дискретно: $\alpha = 45^\circ$ ($\varphi_{м.ч}$ равен 45°) или α равен 60° ($\varphi_{м.ч}$ равен 30°).

Срабатывание реле направления мощности происходит при выполнении условия

$$M_{вр} \geq M_{пр},$$

где $M_{пр}$ – противодействующий момент, который определяется силой противодействия возвратной пружины, трением в подшипниках реле и силой нажатия контактов при срабатывании реле.

Поскольку вращающий момент реле пропорционален подведенной к нему мощности, то реле срабатывает при определенном произведении $U_n \cdot I_p$. Минимальное значение мощности на зажи-

мах реле, при котором оно срабатывает, принято называть мощностью срабатывания реле $S_{ср}$. Для большинства индукционных реле $(0,2...4) В \cdot А$.

Чувствительность реле оценивается по вольт-амперной характеристике, которая представляет собой зависимость напряжения срабатывания реле от тока (рис. 2.20, а), при неизменном угле между векторами $\dot{U}_н$ и $\dot{I}_р$, равном углу максимальной чувствительности [3].

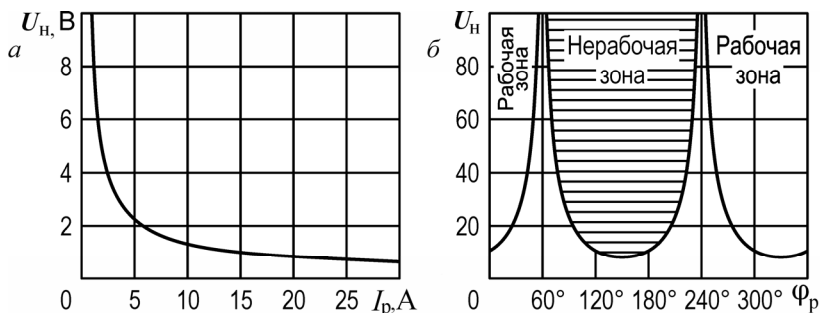


Рис. 2.20

Зависимость мощности срабатывания реле от угла между векторами $\dot{U}_н$ и $\dot{I}_р$ при неизменном токе принято называть угловой характеристикой реле (рис. 2.20, б) [2]. Она определяет зоны срабатывания и несрабатывания реле. Как видно на рис. 2.20, при углах, соответствующих изменению направления вращающего момента, мощность срабатывания возрастает и стремится к бесконечности. При $\phi_p = \phi_{м.ч}$ мощность срабатывания реле имеет минимальное значение.

Принцип действия микроэлектронных статических реле направления мощности РМ-11 и РМ-12 основан на измерении длительности интервалов времени, при котором напряжение и ток, подведенные к реле, имеют одинаковый знак. Время совпадения знака сигналов измеряется в течение каждого полупериода и сравнивается с уставкой. При определенной продолжительности времени совпадения знаков сигналов реле срабатывает. Эти реле превосходят индукционные по многим основным характеристикам и широко используются в системах релейной защиты [3].

2.5.3. Схемы направленных защит

В отечественных энергосистемах в направленных токовых защитах принято использовать 90-градусную схему включения реле направления мощности смешанного типа. При этом в токовую катушку первого реле подается через ТТ ток фазы A , а к его потенциальной катушке подводится через ТН линейное напряжение BC (рис.2.21, a) [2]. Угол между этими векторами составляет 90° . Отсюда и произошло название схемы включения реле. Такое сочетание сигналов, подводимых к реле, улучшает работоспособность реле при близких коротких замыканиях.

Для трехфазного исполнения защиты $\dot{I}_{p1} = \dot{I}_A$; $\dot{U}_{p1} = \dot{U}_{BC}$; $\dot{I}_{p2} = \dot{I}_B$; $\dot{U}_{p2} = \dot{U}_{CA}$; $\dot{I}_{p3} = \dot{I}_C$; $\dot{U}_{p3} = \dot{U}_{AB}$, где \dot{I}_{p1} , \dot{I}_{p2} , \dot{I}_{p3} – векторы токов в токовых катушках первого, второго и третьего реле направления мощности; \dot{I}_A , \dot{I}_B , \dot{I}_C – векторы вторичных токов соответствующих фаз; \dot{U}_{p1} , \dot{U}_{p2} , \dot{U}_{p3} – векторы напряжений, подведенных к потенциальным катушкам первого, второго и третьего реле направления мощности; \dot{U}_{AB} , \dot{U}_{BC} , \dot{U}_{CA} – векторы вторичных линейных напряжений.

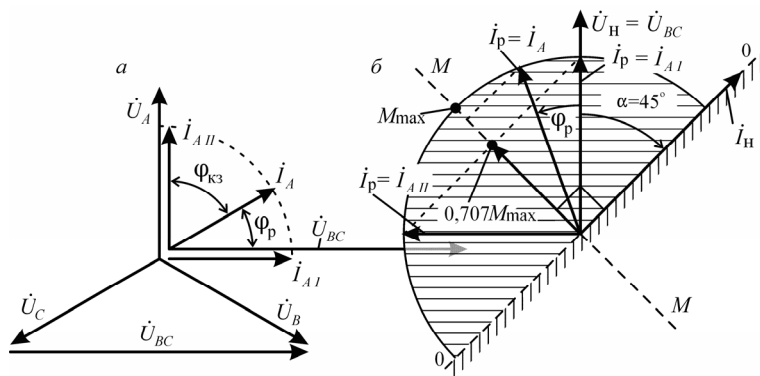


Рис. 2.21

Векторная диаграмма реле направления мощности соответствует 90-градусной схеме включения реле с углом внутреннего сдвига α , равном 45° ($\varphi_{м.ч}$, равном -45°) (рис. 2.21, b)

в симметричном режиме контролируемого объекта. Вектор тока \dot{I}_A отстает от вектора фазного напряжения \dot{U}_A при КЗ на контролируемом объекте (например, линии) на угол $\varphi_{КЗ}$, определяемый соотношением активной и реактивной составляющих сопротивления контролируемой линии (см.

рис. 2.21, а). Вектор \dot{I}_A имеет два предельных положения. Одно – \dot{I}_{AI} – при КЗ за чисто индуктивным сопротивлением ($\varphi_{КЗ}$, равном 90°). Другое – \dot{I}_{AII} – при КЗ за чисто активным сопротивлением ($\varphi_{КЗ}$, равном 0° , например, при КЗ вблизи места установки реле). Это означает, что угол φ_p между векторами тока $\dot{I}_p = \dot{I}_{p1} = \dot{I}_A$ и напряжения $\dot{U}_n = \dot{U}_{p1} = \dot{U}_{BC}$, подведенными к реле, φ_p равен $-(90^\circ - \varphi_{КЗ})$ и может изменяться в симметричном режиме от 0 до 90° (вектор тока опережает вектор напряжения).

Как видно на рис. 2.21, б), вращающий момент реле при трёхфазных КЗ в зоне действия защиты положителен и близок к максимальному; следовательно, реле надёжно срабатывает. При трёхфазных КЗ вне зоны вращающий момент изменяет своё направление на противоположное значение $\varphi_p \in [180^\circ \dots 270^\circ]$ и реле столь же надёжно не срабатывает.

2.5.4. Выбор параметров срабатывания направленных токовых защит

Направленные МТЗ необходимо отстраивать от максимальных рабочих токов с учетом самозапуска электродвигателей в послеаварийных режимах после отключения смежного присоединения, т.е. так же, как и обычные ненаправленные МТЗ:

$$I_{CЗ} = \frac{k_3}{k_B} I_{сзап} = \frac{k_3 k_{сзап}}{k_B} I_{раб\ max}.$$

В сетях с глухозаземленной нейтралью направленные МТЗ должны быть также отстроены от токов, возникающих в неповре-

жденных фазах при однофазных и двухфазных коротких замыканиях на землю (если не используется блокировка действия от защит, действующих при замыканиях на землю) [2]:

$$I_{\text{сз}} = k_3 I_{\text{нф}},$$

где k_3 – коэффициент запаса; $k_3 = 1,15 \dots 1,3$; $I_{\text{нф}}$ – максимальное значение тока в неповрежденной фазе; $I_{\text{нф}} = I_{\text{раб max}} + k_0 I_{\text{к0}}$; k_0 – доля тока КЗ в неповрежденной фазе; $k_0 < 1$; $I_{\text{к0}}$ – максимальное значение тока при однофазном или двухфазном КЗ на землю.

Большее из значений, полученных по первому и второму условиям, принимается за расчетное.

Ещё одной мерой, призванной исключить неправильное действие реле направления мощности неповреждённых фаз, является использование особых схем защит (с т.н. пофазным пуском), которые подают сигнал на отключение объекта только тогда, когда срабатывают токовое реле и включенное на ток той же фазы реле направления мощности (рис. 2.22) [2]. Дополнительные смежные защиты, действующие в одном направлении, должны быть согласованы по чувствительности. Токи срабатывания защит должны нарастать при их обходе против направления действия с приращением не менее 10%. Иначе при токах КЗ, близких по значению к токам срабатывания защит, некоторые из них могут подействовать неселективно.

Следует отметить, что защиты необходимо отстраивать от максимальных токов в местах их установок независимо от направления действия защиты и направления передачи мощности для исключения ложного срабатывания при повреждениях цепей напряжения защиты [2]. Если при этом чувствительность защиты недостаточна, то допускается использовать в качестве расчетного ток, соответствующий передаче мощности в направлении действия защиты.

Выдержки времени срабатывания выбираются по условию обеспечения селективности. Согласуются защиты, действующие в одном направлении. Время срабатывания защит должно нарастать ступенчато с приращением Δt при обходе их против направления действия (см. рис. 2.16).

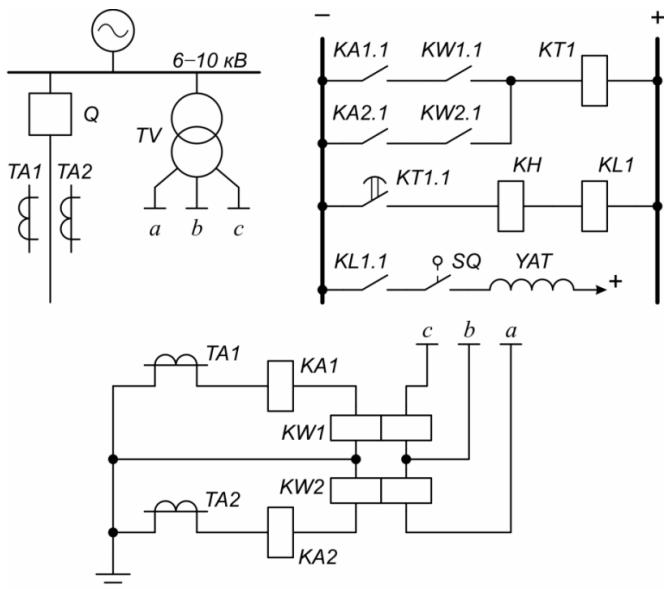


Рис. 2.22

$$t_{C31} = t_{C33} + \Delta t; t_{C33} = t_{C35} + \Delta t; t_{C35} = t_{C3H4} + \Delta t;$$

$$t_{C36} = t_{C34} + \Delta t; t_{C34} = t_{C32} + \Delta t; t_{C32} = t_{C3H1} + \Delta t$$

Здесь t_{C3H1} и t_{C3H4} – время срабатывания защит, установленных на присоединениях н1 и н4 соответственно.

Участок контролируемой электрической сети вблизи места установки защиты, в пределах которого реле направления мощности при КЗ может не сработать из-за недостаточной мощности на его зажимах ($U_p \rightarrow 0$), принято называть *мертвой зоной* (м. з.).

Границу этой зоны можно определить, опираясь на следующие рассуждения [2]. Пусть напряжение срабатывания реле при КЗ на границе мертвой зоны

$$U_{cp} = \frac{S_{cp}}{I_{p.k} \sin(\alpha - \varphi_p)}.$$

Здесь $I_{p.k}$ – значение тока в токовой катушке реле при повреждении в начале контролируемого объекта (в месте установки за-

щиты); φ_p – угол между векторами тока и напряжения, подведенными к реле.

При 90-градусной схеме включения реле $\varphi_p = -(90^\circ - \varphi_{K3})$.

Угол φ_{K3} между векторами тока и напряжения в первичной цепи определяется соотношением удельных реактивного $x_{уд}$ и активного $r_{уд}$ сопротивлений контролируемого объекта:

$$\varphi_{K3} = \arctg \left(\frac{x_{уд}}{r_{уд}} \right).$$

Первичное фазное напряжение срабатывания реле

$$U_{C3\phi} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}} \cdot k_{TV},$$

где k_{TV} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Сопротивление мертвой зоны

$$z_{м.з} = \frac{U_{C3\phi}}{I_{K3}^{(3)}}.$$

Здесь $I_K^{(3)}$ – значение первичного тока в месте установки защиты при трехфазном КЗ в начале контролируемого объекта (в месте установки защиты).

Тогда протяженность мертвой зоны

$$l_{м.з} = \frac{z_{м.з}}{z_{уд}},$$

где $z_{уд} = \sqrt{x_{уд}^2 + r_{уд}^2}$ – удельное полное сопротивление контролируемого объекта.

2.6. Дифференциальные защиты трансформаторов

Принцип действия дифференциальных защит основан на пофазном сравнении токов параллельно установленных защищаемых объектов – *поперечные дифференциальные за-*

щиты или токов до и после защищаемого объекта – *продольные дифференциальные защиты*. В отличие от рассмотренных выше максимальных токовых защит (с относительной селективностью) дифференциальные защиты обладают свойством абсолютной селективности.

Дифференциальная токовая защита используется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и выше, параллельно работающих трансформаторов мощностью 4 МВ·А и выше, а также трансформаторов мощностью 1 МВ·А и выше, если токовая отсечка последних не обладает достаточной чувствительностью, а МТЗ имеет выдержку времени более одной секунды [3].

Дифференциальная защита трансформаторов имеет ряд особенностей, отличающих её от продольных дифференциальных защит линий [2, 3, 4].

Во-первых, фазные токи до и после защищаемого трансформатора отличаются *по значению* уже в нормальном режиме его работы (при отсутствии повреждений в зоне действия дифференциальной защиты). Эта ситуация практически может быть разрешена предварительным выравниванием токов в плечах защиты (т.е. за трансформаторами тока на сторонах высшего и низшего напряжений) за счёт подбора трансформаторов тока с нужными коэффициентами трансформации. Кроме того, для реализации дифференциальной защиты промышленностью выпускаются специальные реле серий РНТ и ДЗТ, содержащие уравнительные обмотки с регулируемым числом витков для дополнительного выравнивания токов в плечах защиты.

Во-вторых, токи на стороне высшего и низшего напряжений (ВН и НН) защищаемого трансформатора могут отличаться ещё и *по фазам*, когда способы соединения первичных и вторичных обмоток силового трансформатора не совпадают. В этом случае выравнивание вторичных токов достигается изменением способов соединения вторичных обмоток трансформаторов тока на обратное по отношению к защищаемому трансформатору (рис. 2.23).

В-третьих, при выборе тока срабатывания дифференциальной защиты необходимо обязательно учитывать бросок тока намагничивания при включении (восстановлении питания) защищаемого силового трансформатора.

В-четвёртых, при отстройке тока срабатывания защиты от тока небаланса нужно учитывать две дополнительные составляющие этого тока. Первая обусловлена неполным выравниванием действия вторичных токов при подборе коэффициентов трансформации трансформатора тока или при вынужденном выставлении округлённого числа витков уравнительных обмоток. Вторая составляющая вызвана наличием РПН.

Получили распространение следующие разновидности дифференциальных защит трансформаторов: дифференциальная токовая отсечка, дифференциальная защита без торможения и дифференциальная защита с торможением [2, 3, 4].

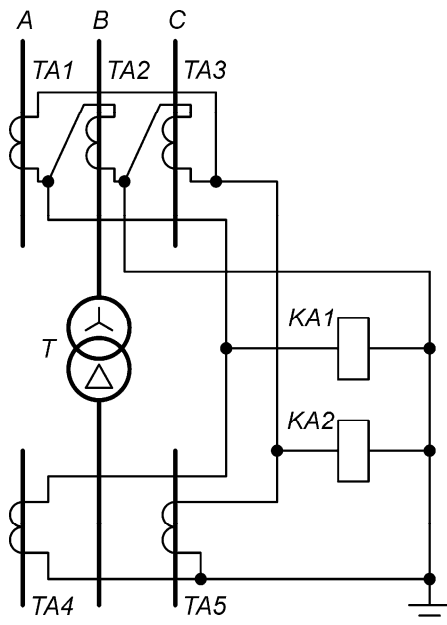


Рис. 2.23

Дифференциальная токовая отсечка выполняется на основе обычных токовых реле РТ-40, включенных без насыщающихся трансформаторов тока (рис. 2.24). Основное достоинство дифференциальной отсечки – простота и связанные с этим дешевизна и меньшая сложность при выборе уставок. Однако главный недостаток такой защиты – большой ток срабатывания – часто приводит к недостаточной чувствительности и, соответственно, невозможности использования этой разновидности дифференциальной защиты.

Дифференциальная защита без торможения на основе реле серии РНТ (РНТ-565) используется, главным образом, на трансформаторах без регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). В упрощенной схеме реле РНТ-565 (рис. 2.25) $w_{вт}$ – вторичная обмотка; $w_{кз}$ – короткозамкнутая обмотка; $w_{раб}$ – рабочая обмотка, число витков которой может быть выставлено в интервале от 8 до 35 с точностью до одного витка; $w_{уп1}$ и $w_{уп2}$ – уравнивательные обмотки, для каждой из которых может быть выставлено число витков от 0 до 34 также с шагом в один виток. Благодаря использованию в конструкции реле насыщающегося трансформатора тока (НТТ) и короткозамкнутой обмотки удаётся снизить ток срабатывания защиты и повысить её чувствительность. Один из возможных вариантов – схема дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора на основе реле РНТ-565 (рис. 2.26).

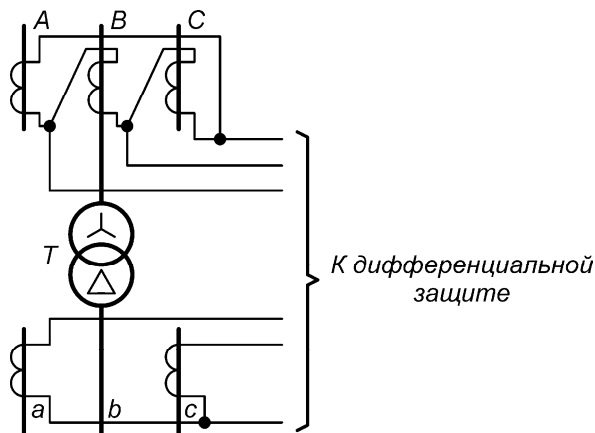


Рис. 2.24

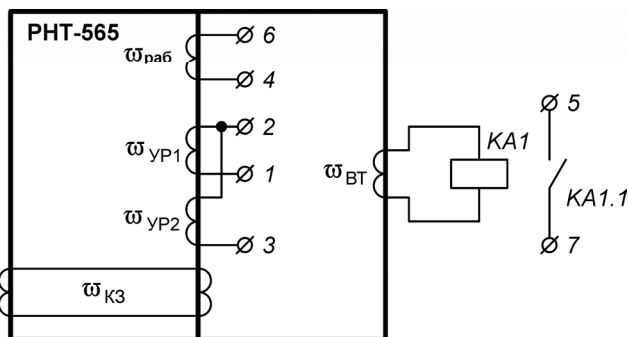


Рис. 2.25

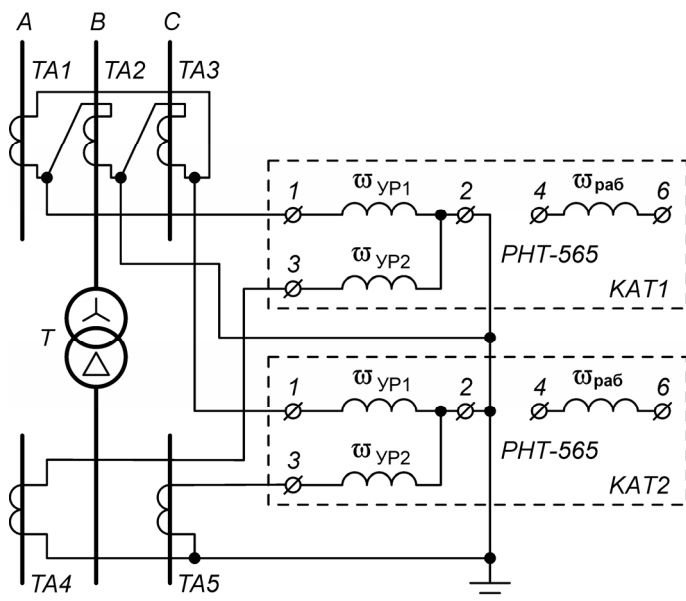


Рис. 2.26

Дифференциальную защиту с торможением на основе реле серии ДЗТ (например, ДЗТ-11) обычно устанавливают на трансформаторах с РПН. На упрощенной схеме реле ДЗТ-11 (рис. 2.27) w_T – обмотка торможения, число витков которой может быть выставлено из следующего ряда: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24. Характеристики рабочей и уравнивающих об-

моток те же, что и для реле РНТ-565. Благодаря наличию обмотки торможения на магнитопроводе НТТ ток срабатывания защиты выбирают только по условию отстройки от броска тока намагничивания (ток небаланса не учитывают). Обычно это приводит к ещё большему увеличению чувствительности защиты. Однако существуют ситуации, когда большей чувствительностью обладает всё же защита на основе реле РНТ, поэтому в общем случае может быть рекомендован алгоритм выбора разновидности защиты, предполагающий проверку возможности использования каждой из трёх перечисленных выше защит в том же порядке.

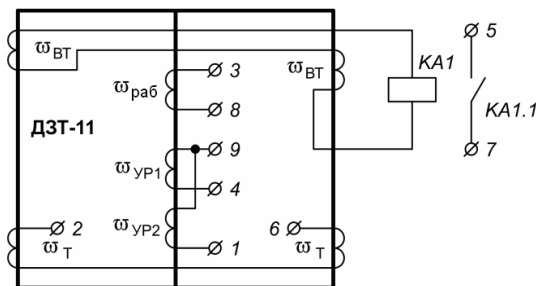


Рис. 2.27

2.6.1. Выбор тока срабатывания дифференциальных защит

Расчёты дифференциальных защит двухобмоточных трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения, %, ($\Delta U_{РПН} \geq 10$) следует начинать со стороны ВН, т.к. именно на этой стороне установлено устройство РПН [4].

Ток срабатывания дифференциальной защиты отстраивается от броска тока намагничивания (для всех защит) и от тока небаланса (кроме защиты с торможением), т.е.

$$I_{СЗ ВН} \geq k_{отст} I_{ном};$$

$$I_{СЗ ВН} \geq k_3 I_{нб},$$

где $k_{отст}$ – коэффициент отстройки от броска тока намагничивания; для дифференциальной токовой отсечки; $k_{отст} \approx (3...4)$,

для реле типа РНТ $k_{отст}=1,3$, для реле ДЗТ $k_{отст}=1,5$; $I_{ном}$ – номинальный ток трансформатора; k_3 – коэффициент запаса; для дифференциальной токовой отсечки и для реле типа РНТ $k_3=1,3$, для реле ДЗТ $k_3=1,5$; $I_{нб}$ – ток небаланса.

При наличии РПН бросок тока намагничивания рассчитывают для его (РПН) крайнего «отрицательного» положения [4]:

$$I_{ном} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ном I} \cdot (1 - \Delta U_{РПН})},$$

где S_T – номинальная мощность трансформатора; $U_{ном I}$ – номинальное первичное напряжение трансформатора; $\Delta U_{РПН}$ – половина полного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН, относительное значение.

Ток небаланса включает в себя три составляющие: $I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}$. Первая обусловлена погрешностью трансформаторов тока:

$$I'_{нб} = k_{апер} k_{одн} \varepsilon I_{К \text{ внеш max ВН}}^{(3)},$$

где $k_{апер}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока КЗ; для дифференциальной токовой отсечки $k_{апер}=2$; для защит с НТТ (реле РНТ, ДЗТ) $k_{апер}=1$; $k_{одн}$ – коэффициент однотипности; $k_{одн}=1$, т.к. на сторонах ВН и НН установлены различающиеся трансформаторы тока; ε – учитывает допустимую погрешность трансформаторов тока за счёт потребления тока намагничивания, $\varepsilon = 0,1$; $I_{К \text{ внеш max ВН}}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ за трансформатором (за зоной действия дифференциальной защиты) в максимальном режиме, приведённый к стороне ВН.

Вторая составляющая тока небаланса вызвана наличием РПН:

$$I''_{нб} = \Delta U_{РПН} \cdot I_{К \text{ внеш max ВН}}^{(3)}.$$

Третья – обусловлена невозможностью установки на коммутаторах реле РНТ и ДЗТ расчётных дробных чисел витков:

$$I_{\text{нб}}''' = \left| \frac{w_{\text{ВН расч}} - w_{\text{ВН}}}{w_{\text{ВН расч}}} \right| I_{\text{К внеш тах ВН}}^{(3)}$$

или неполным выравниванием токов в плечах защиты при подборе трансформаторов тока:

$$I_{\text{нб}}''' = \left| \frac{I_{2\text{ВН}} - I_{2\text{НН}}}{I_{2\text{ВН}}} \right| I_{\text{К внеш тах ВН}}^{(3)},$$

где $w_{\text{ВН расч}}$ – расчётное число витков уравнительной обмотки, включенной на стороне ВН; $w_{\text{ВН}}$ – принятое целое число витков той же обмотки; $I_{2\text{ВН}}$ и $I_{2\text{НН}}$ – средние значения вторичных номинальных токов за трансформаторами тока на сторонах ВН и НН соответственно;

$$I_{2\text{ВН}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном I}}} \frac{k_{\text{сх ВН}}}{k_{\text{ТА ВН}}}, \quad I_{2\text{НН}} = \frac{S_{\text{T}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном II}}} \frac{k_{\text{сх НН}}}{k_{\text{ТА НН}}};$$

$K_{\text{сх}}$ – коэффициент, учитывающий схему включения вторичных обмоток трансформаторов тока и обмоток реле, $k_{\text{сх ВН}}$ равен $\sqrt{3}$ (для $k_{\text{схВН}}$), и $k_{\text{сх НН}}=1$ (для $k_{\text{схНН}}$); $k_{\text{ТА}}$ – коэффициенты трансформации трансформаторов тока, установленных на сторонах ВН и НН защищаемого силового трансформатора.

2.6.2. Расчёт числа витков обмоток реле РНТ-565 и ДЗТ-11

Определяется ток срабатывания реле для стороны ВН:

$$I_{\text{ср ВН}} = \frac{I_{\text{сз ВН}} k_{\text{сх ВН}}}{k_{\text{ТА ВН}}}.$$

Рассчитывается и округляется в меньшую сторону число витков уравнительной обмотки на стороне ВН (первой, см. рис. 2.26):

$$w_{\text{ВН расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср ВН}}},$$

где $F_{\text{ср}}$ – магнитодвижущая сила, необходимая для срабатывания реле, для реле РНТ-565 и ДЗТ-11 $F_{\text{ср}}$ равна (100 ± 5) А.

Рассчитывается и округляется в ближайшую сторону число витков второй уравнительной обмотки (включенной на стороне НН):

$$w_{\text{НН расч}} = w_{\text{ВН расч}} \cdot \frac{I_{2 \text{ ВН}}}{I_{2 \text{ НН}}}.$$

2.6.3. Проверка чувствительности защиты

Рассчитывается коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р min}}}{I_{\text{ср}}},$$

где $I_{\text{р min}}$ – ток в реле, соответствующий минимальному току повреждения в зоне действия, от которого защита должна сработать; $I_{\text{ср}}$ – ток срабатывания реле для той же стороны, для которой выше был определён $I_{\text{р min}}$.

Обычно необходимо $k_{\text{ч}} \geq 2$, в крайнем случае $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ [4].

2.6.4. Особенности расчёта

дифференциальной защиты без торможения

Производится предварительный расчёт тока срабатывания защиты без учёта неизвестной третьей составляющей тока небаланса. Далее осуществляется предварительная (по той же причине) проверка чувствительности защиты. Если защита по чувствительности проходит, производится расчёт числа витков уравнительных обмоток, уточняется значение тока небаланса и проверяется надёжность отстройки тока срабатывания защиты от уточнённого значения тока небаланса. Если отстройка не обеспечена, расчёт повторяется вновь для нового значения тока срабатывания, отстроенного от уточнённого тока небаланса. Далее, как и для любой разновидности дифференциальной защиты, производится окончательный расчёт коэффициента чувствительности и выполняется проверка трансформаторов тока на 10%-ю погрешность.

2.6.5. Особенности расчёта дифференциальной защиты с торможением

Первая особенность связана с отсутствием необходимости учёта тока небаланса при выборе тока срабатывания защиты и, соответственно, в упрощении процедуры расчёта, которая для реле серии РНТ имела, возможно, рекурсивный характер.

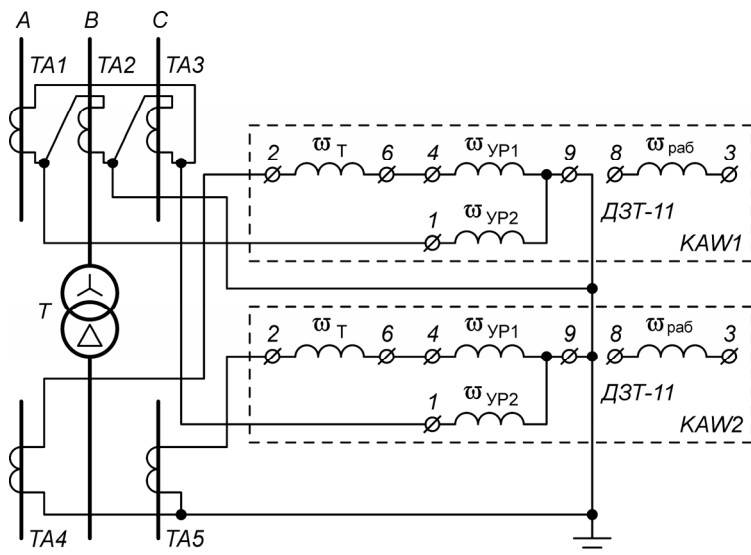


Рис. 2.28

Вторая особенность связана с необходимостью расчёта числа витков тормозной обмотки и выбором места её включения. На двухобмоточных понижающих трансформаторах тормозную обмотку включают в плечо защиты, противоположное стороне источника питания (рис. 2.28), чтобы загроуление действия реле происходило только при внешних КЗ (при повреждениях в зоне действия защиты тормозная обмотка током КЗ не обтекается). Число витков обмотки:

$$w_T = \frac{k_3 I_{нб\ HH} w_{HH}}{I_{К\ внеш\ max\ HH}^{(3)} \operatorname{tg} \alpha},$$

где k_3 – коэффициент запаса; $k_3=1,5$; $I_{нб\ HH}$ – ток небаланса, пересчитанный с использованием наименьшего коэффициента

трансформации защищаемого трансформатора с РПН на ту сторону, где установлена тормозная обмотка (сторону НН), $I_{\text{нб НН}} = I_{\text{нб ВН}} \cdot U_{\text{ном I}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{РПН}}) / U_{\text{ном II}}$; $w_{\text{НН}}$ – число витков уравнивающей обмотки, включенной в то же плечо, что и тормозная (на стороне НН); $I_{\text{К внеш max НН}}^{(3)}$ – ток внешнего трёхфазного КЗ в максимальном режиме, приведённый к стороне НН; $\text{tg}\alpha$ – справочная величина, учитывающая тормозные свойства реле, для реле ДЗТ-11 $\text{tg}\alpha=0,87$.

2.7. Защиты предохранителями

Работа плавких предохранителей основана на тепловом действии тока. В нормальных условиях (при токе не более номинального) температура плавкой вставки предохранителя не превышает температуру плавления материала, из которого она изготовлена. При токе больше номинального в предохранителе возникает избыток теплоты, температура плавкой вставки повышается и через определенное время может достигнуть значения температуры плавления. Расплавление плавкой вставки предохранителя приводит к разрыву электрической цепи, в которую он последовательно включен.

При определенных (стабильных) параметрах внешней среды предохранителя время расплавления плавкой вставки зависит от тока. Чем больше ток, тем меньше время расплавления плавкой вставки и, следовательно, полное время срабатывания предохранителя. Зависимости времени срабатывания предохранителей от тока обычно представляются в графическом виде. Их принято называть времятоковыми (защитными) характеристиками предохранителей.

Таким образом, предохранитель, включенный последовательно с контролируемой электрической цепью, обеспечивает выявление в ней повреждений, сопровождающихся повышением тока, и отключение этой контролируемой цепи в случае ее повреждения (срабатывания предохранителя).

Реальные времятоковые характеристики предохранителей могут отличаться от характеристик, предоставляемых заводами-

изготовителями. Так, разброс времени срабатывания предохранителей с номинальным напряжением ниже 1000 В может достигать $\pm 50\%$ (рис. 2.29, а). У предохранителей с номинальным напряжением выше 1 кВ для любого времени срабатывания отклонения значений тока срабатывания не должны превышать $\pm 20\%$ (рис. 2.29, б) [3].

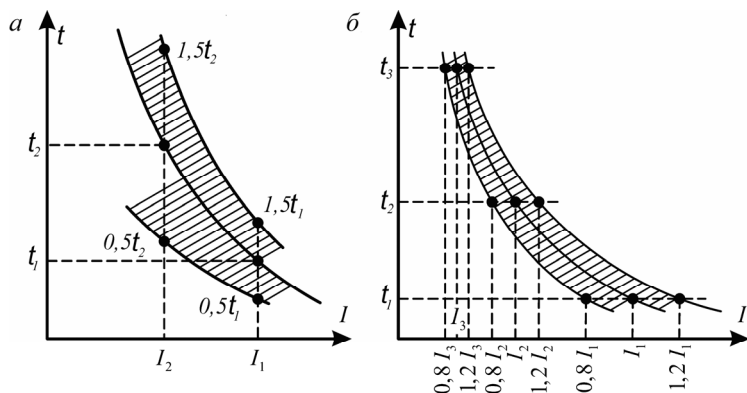


Рис. 2.29

Для обеспечения селективного действия предохранителей их согласование производится по расчетным характеристикам. Они строятся на основе заводских характеристик с учетом возможного разброса (см. рис. 2.29). Расчетные характеристики являются, по сути, границами диапазона, в котором может находиться реальная характеристика предохранителя. Условия селективного действия предохранителей должны выполняться для всего диапазона (семейства) характеристик каждого из согласуемых предохранителей.

Селективность действия защит на предохранителях достигается за счет разных значений времени срабатывания отдельных предохранителей. Первым из предохранителей, входящих в цепь питания места короткого замыкания, срабатывает предохранитель, имеющий наименьшее время срабатывания. Он должен быть установлен ближе к месту повреждения, а время срабатывания других предохранителей должно нарастать по мере приближения к источнику питания. Таким образом, с помощью предохранителей реализуется принцип максимальной токовой защиты (МТЗ).

Для оценки селективности и согласования защит электрической сети расчетные времятоковые характеристики предохранителей строятся в диапазоне токов от нуля до максимально возможного значения тока в каждом предохранителе. Максимально возможный ток в предохранителе – это ток при трехфазном коротком замыкании в месте установки предохранителя в максимальном режиме электрической системы.

Например, в магистральной электрической сети с линией электропередачи W1 установлены три предохранителя F1, F2, F3 (рис. 2.30, а). Характеристика головного предохранителя F1 должна быть построена в диапазоне токов от нуля до значения тока в этом предохранителе при трехфазном КЗ в точке K1; характеристика предохранителя F2 на первом присоединении – до значения тока в этом предохранителе при трехфазном КЗ в точке K2; характеристика предохранителя F3 на втором присоединении – до значения тока в этом предохранителе при трехфазном КЗ в точке K3, (рис. 2.30, б). Здесь t_{cp} – время срабатывания предохранителя; $I_{пр}$ – ток в предохранителе; $I_{номF1}$, $I_{номF2}$, $I_{номF3}$ – номинальные токи предохранителей F1, F2, F3, соответственно; I_{K1} , I_{K2} , I_{K3} – токи в предохранителях при коротких замыканиях в точках K1, K2 и K3 соответственно.

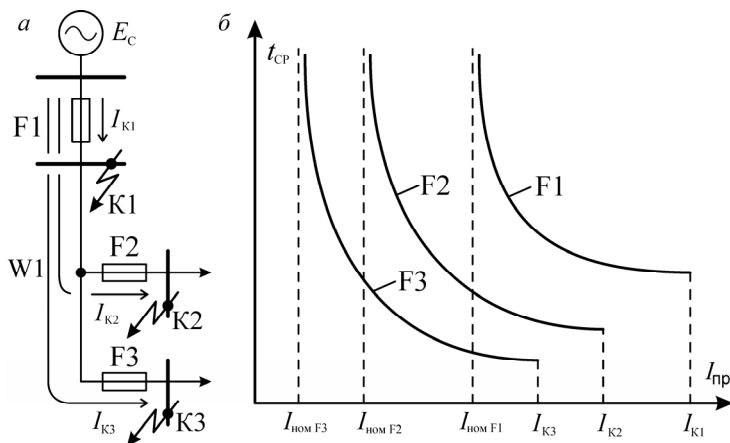


Рис. 2.30

Задача. Пусть имеется радиальная электрическая цепь с тремя предохранителями (рис. 2.31, а), в которой значения номинальных токов нагрузок Н1 и Н2 равны значениям номинальных токов пре-

дохранителей F2 и F3 соответственно. Расчетные характеристики предохранителей (рис. 2.31, б): $t_{ср}$ – время срабатывания предохранителя; $I_{пр}$ – ток в предохранителе; $I_{ном F2}$ – значение номинального тока в предохранителе F2). Требуется определить:

1. Отличаются ли значения номинальных токов предохранителей?

2. Не сработает ли какой-либо из предохранителей в нормальных режимах (при токах нагрузок не больше номинальных)?

3. Как будет работать защита предохранителями при увеличении тока нагрузки Н1 вдвое и при номинальной нагрузке Н2?

4. Как будет работать защита предохранителями при увеличении тока нагрузки Н2 вдвое и при номинальной нагрузке Н1?

5. Как будет работать защита предохранителями при увеличении тока нагрузок Н1 и Н2 вдвое?

6. Как будет работать защита предохранителями при коротких замыканиях в точках К1, К2, К3?

7. В каких режимах не обеспечивается селективное действие предохранителей?

8. Как добиться правильной селективной работы защиты предохранителями в рассматриваемой электрической цепи?

Решение

1. Номинальным для предохранителя является ток, при котором он может работать длительное время, а время срабатывания стремится к бесконечности. По характеристикам (рис. 2.31, а), можно предположить, что значения номинальных токов предохранителей ответвлений F2 и F3 одинаковы (хотя защитные характеристики имеют разные формы). Значение номинального тока головного предохранителя F1 больше и равно примерно утроенному значению номинального тока предохранителя F2.

2. В нормальных режимах токи в предохранителях F2 и F3 не превышают номинального значения и эти предохранители не сработают. Ток в головном предохранителе F1 равен сумме токов двух нагрузок и его максимальное значение есть сумма номинальных значений токов нагрузок Н1 и Н2 (два номинальных тока предохранителя F2). При этом токе головной предохранитель F1 не сработает. Следовательно, все предохранители в нормальном режиме будут работать правильно.

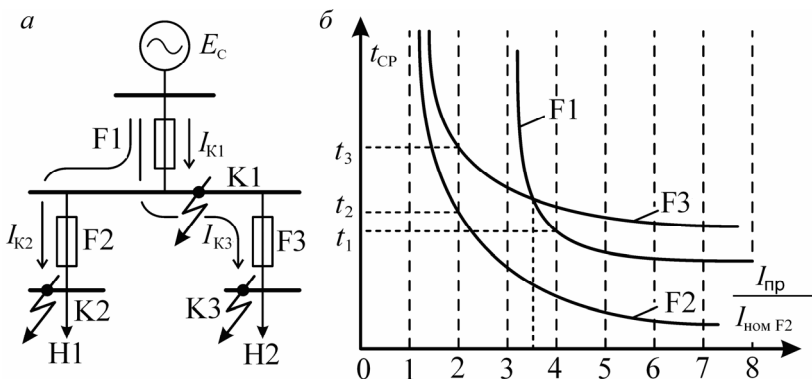


Рис. 2.31

3. При двукратной перегрузке предохранителя F2 его время срабатывания равно t_2 . Ток в головном предохранителе равен сумме токов нагрузок, т.е. – трем номинальным токам предохранителя F2 (ток в предохранителе F3 соответствует номинальному значению). Это есть номинальный ток предохранителя F1 и головной предохранитель при этом токе не сработает. Следовательно, сработает только предохранитель F2 с выдержкой времени, равной t_2 . Условие селективности при этом соблюдается.

4. При двукратной перегрузке предохранителя F3 его время срабатывания равно t_3 . Токи в головном предохранителе F1 и в предохранителе первого присоединения F2 равны своим номинальным значениям, поэтому эти предохранители не сработают. Следовательно, сработает только предохранитель F3 с выдержкой времени, равной t_3 . Условие селективности при этом также соблюдается.

5. При токах нагрузок, превышающих номинальные значения вдвое, время срабатывания предохранителя F2 равно t_2 , а время срабатывания предохранителя F3 равно t_3 . В этих условиях ток в головном предохранителе соответствует четырем номинальным токам предохранителя F2. Время срабатывания предохранителя F1 при этом токе равно t_1 . Причем $t_1 < t_2 < t_3$. Следовательно, первым сработает головной предохранитель F1. Условие селективной работы защиты при этом нарушается.

6. При коротком замыкании в точке K1 увеличивается ток только в головном предохранителе F1. Время срабатывания этого предохранителя будет зависеть от значения тока в нём и определяться

времятоковой характеристикой. Срабатывание предохранителя F1 вызовет отключение нагрузок H1 и H2 от источника питания, а предохранители F2 и F3 останутся в исходном состоянии.

Если в исходном нормальном режиме работы электрической цепи возникнет короткое замыкание в точке K2, то возрастет ток в предохранителе первого присоединения F2 и в головном предохранителе F1. Характеристики этих предохранителей таковы, что при любых общих токах короткого замыкания в них время срабатывания предохранителя F2 меньше времени срабатывания предохранителя F1 (см. рис. 2.31, б). Следовательно, предохранитель F2 сработает первым и селективно отделит место повреждения от исправной части электрической цепи.

Если в исходном нормальном режиме рассматриваемой электрической цепи возникнет короткое замыкание в точке K3, то возрастет ток в предохранителе второго присоединения F3 и в головном предохранителе F1. Характеристики этих предохранителей пересекаются при значении тока, равном примерно 3,5 номинального для предохранителя F3 (см. рис. 2. 31, б). При токах меньше этого значения время срабатывания предохранителя F3 меньше времени срабатывания предохранителя F1, а при токах больше этого значения – время срабатывания предохранителя F3 больше времени срабатывания предохранителя F1. Следовательно, в данной ситуации при токах короткого замыкания меньше указанного значения первым будет срабатывать предохранитель F3 и условие селективности будет соблюдаться. При токах же больше указанного значения первым сработает предохранитель F1, и оба (поврежденное и неповрежденное) присоединения потеряют питание. Здесь условие селективной работы предохранителей нарушается.

7. Селективное действие не обеспечивается в условиях, описанных в пунктах 5 и 6, т.е. при токах в предохранителе F1, превышающих номинальный ток предохранителя F2 более чем в 3,5 раза.

8. Чтобы добиться селективной работы защиты предохранителями в рассматриваемой электрической цепи, время срабатывания головного предохранителя должно быть больше времени срабатывания предохранителей присоединений при всех возможных для них значениях тока. Для этого времятоковая характеристика предохранителя F1 не должна пересекать характери-

стик предохранителей F2 и F3, т.е. должна располагаться выше этих характеристик (по оси t_{cp}) во всем рассматриваемом диапазоне токов.

2.8. Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от однофазных замыканий на землю может быть реализована на основе двух разных подходов [8]. Во-первых, путем общего (неселективного) контроля состояния изоляции сети относительно земли. Во-вторых, избирательно (селективно) действующими средствами, выявляющими замыкания на землю на отдельных присоединениях.

Общий контроль состояния изоляции и выявление однофазных замыканий на землю, как правило, основан на непрерывном измерении напряжения нулевой последовательности в контролируемой электрической сети. При этом выявляется лишь факт возникновения замыкания. Но определить по напряжению нулевой последовательности, на каком из присоединений произошло повреждение, невозможно. Поэтому приходится их поочередно отключать. При отключении поврежденного присоединения напряжение нулевой последовательности в сети снижается до фонового уровня. Этот признак и используется при поиске повреждения.

В соответствии с определением симметричных составляющих напряжение нулевой последовательности представляется так:

$$\dot{U}_0 = \frac{1}{3}(\dot{E}_{A0} + \dot{E}_{B0} + \dot{E}_{C0}).$$

Здесь $\dot{E}_{A0}, \dot{E}_{B0}, \dot{E}_{C0}$ – векторы ЭДС фаз A, B, C относительно земли.

Отсюда следует, что в нормальном симметричном режиме, когда потенциал нейтрали сети равен нулю, а модули векторов $\dot{E}_{A0}, \dot{E}_{B0}, \dot{E}_{C0}$ равны соответствующим модулям векторов фазных ЭДС, напряжение нулевой последовательности в сети $\dot{U}_0 = 0$.

При замыкании фазы C на землю:

$$\dot{E}_{C0} = 0, \dot{E}_{A0} = \dot{E}_{AC}, \dot{E}_{B0} = \dot{E}_{BC}.$$

Тогда

$$\begin{aligned}\dot{U}_0 &= \frac{1}{3}(\dot{E}_{A0} + \dot{E}_{B0} + \dot{E}_{C0}) = \frac{1}{3}(\dot{E}_{A0} + \dot{E}_{B0}) = \frac{1}{3}(\dot{E}_{AC} + \dot{E}_{BC}) = \\ &= -\frac{1}{3}3\dot{E}_{C0} = -\dot{E}_{C0}.\end{aligned}$$

Как видно в выражении, при металлическом замыкании фазы на землю модуль напряжения нулевой последовательности равен модулю фазной ЭДС сети. Следовательно, действующее значение напряжения нулевой последовательности равно действующему значению фазного напряжения. Интегральное значение этого напряжения можно контролировать непосредственно с помощью реле, которое подключается к нейтрали сети через трансформатор напряжения (рис. 2.32).

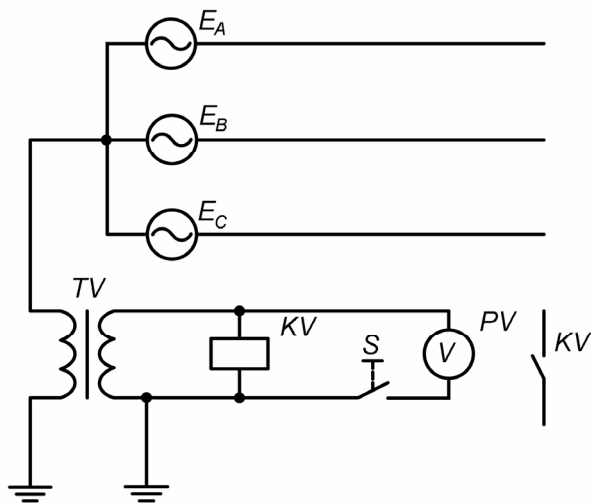


Рис. 2.32

Для контроля напряжения нулевой последовательности часто используется фильтр напряжения нулевой последовательности, построенный на основе трехфазного трансформатора напряжения, вторичные обмотки которого соединены по схеме разомкнутого треугольника (рис. 2.33) [8]. Для измерения текущих значений напря-

жения нулевой последовательности параллельно катушке реле напряжения KV подключается вольтметр PV (см. рис. 2.32 и рис. 2.33).

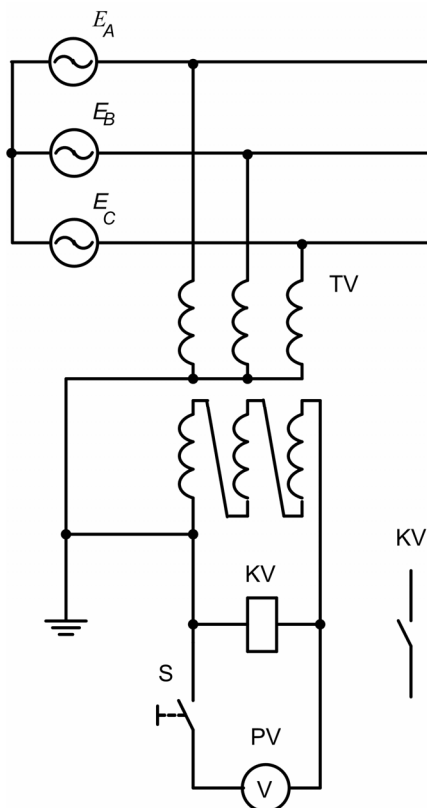


Рис. 2.33

Значение напряжения срабатывания (в масштабе первичных значений) выбирается по условию отстройки от максимально возможного напряжения нулевой последовательности, возникающего в контролируемой сети в нормальных для нее режимах:

$$U_{C3} > U_{0 \text{ НР max.}}$$

Здесь U_{C3} – действующее (первичное) значение напряжения срабатывания защиты; $U_{0 \text{ НР max}}$ – наибольшее возможное в нормальных режимах действующее (первичное) значение напряжения нулевой последовательности в контролируемой сети.

Значение напряжения $U_{0 \text{ НР max}}$ определяется предельно допустимым потенциалом нейтрали $U_{N \text{ max}}$, которое в свою очередь обусловлено степенью несимметрии емкостей фаз сети относительно земли и составляет 5–10 % номинального фазного напряжения сети $U_{\text{ф ном}}$.

Кроме этого напряжение нулевой последовательности может возникать в сети как проявление замыканий на землю в смежных (внешних) сетях и погрешностей тракта измерений. В результате совместного воздействия этих двух факторов оно может составить 3...5 % $U_{\text{ф. ном}}$.

Принимая во внимание возможность появления напряжения нулевой последовательности под действием всех отмеченных факторов, как правило, выбирают:

$$U_{\text{СЗ}} = 0,15 U_{\text{ф. ном}}$$

Напряжение срабатывания реле определяется с учетом коэффициента трансформации трансформатора напряжения k_{TV} :

$$U_{\text{СР}} = U_{\text{СЗ}} / k_{\text{TV}}$$

При стандартном значении максимального выходного напряжения трансформатора (фильтра) напряжения нулевой последовательности 100 В, напряжение срабатывания реле равно 15 В. Это значение напряжения срабатывания иногда устанавливается без расчетов, т.к. оно соответствует минимально возможному напряжению срабатывания реле типа РН-53/60Д, используемого в защитах.

Время срабатывания защиты выбирается исходя из требований отстройки от действия основных (селективных) защит от однофазных замыканий на землю и может приниматься в диапазоне от 0,5 до 9 секунд.

Защиту от однофазных замыканий на землю, способную действовать селективно (автоматически выявлять поврежденное присоединение), можно выполнить по принципу контроля тока нулевой последовательности в присоединениях. Для реализации этого принципа на каждом присоединении устанавливается трансформатор (фильтр) тока нулевой последовательности (рис. 2.34), в цепь вторичной обмотки которого включается катушка реле тока (рис. 2.35).

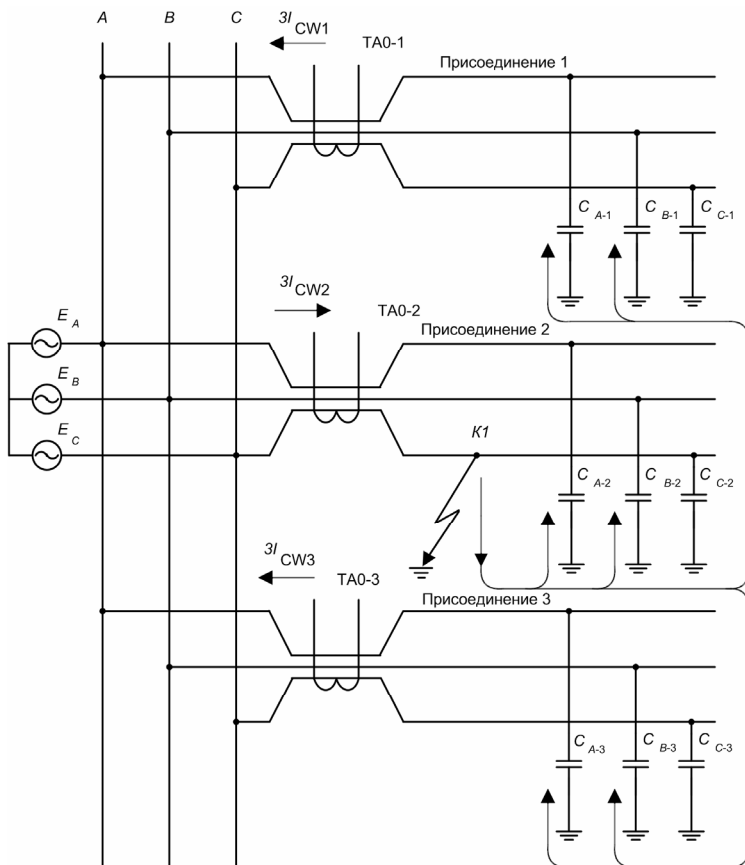


Рис. 2.34

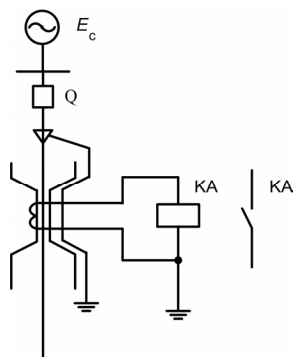


Рис. 2.35

При однофазном замыкании на землю на втором присоединении (в точке $K1$) ток нулевой последовательности в месте установки трансформатора $TA0-2$ этого присоединения определяется суммарной емкостью исправной части сети, т.е. суммарной емкостью всей сети, кроме собственной емкости поврежденного первого присоединения.

Токи нулевой последовательности в местах установки других трансформаторов тока нулевой последовательности определяются только собственными емкостями присоединений, на которых установлены эти трансформаторы. Например, ток нулевой последовательности в месте установки ТА0-1 определяется емкостями первого присоединения. Если емкости отдельных присоединений примерно одинаковы, и присоединений достаточно много, то ток нулевой последовательности поврежденного присоединения значительно больше тока не поврежденных присоединений. Этот признак используется для автоматического выявления поврежденного присоединения. Таким образом, при возникновении однофазного замыкания на одном из присоединений срабатывает реле тока защиты, установленной на этом присоединении, и формируется сигнал на отключение именно поврежденного присоединения.

Ток срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от собственного емкостного тока замыкания на землю контролируемого присоединения. Иными словами, ток срабатывания защиты должен быть больше собственного емкостного тока присоединения $I_{C\text{ пр}}$ во всех нормальных режимах работы контролируемого присоединения и при повреждениях на смежных присоединениях:

$$I_{CЗ} > I_{C\text{ пр}}.$$

Действующее значение первичного тока срабатывания защиты определяется так:

$$I_{CЗ} = k_3 k_{\text{бр}} I_{C\text{ пр}},$$

где k_3 и $k_{\text{бр}}$ – соответственно, коэффициент запаса и коэффициент отстройки от бросков емкостного тока в переходных режимах.

Значение емкостного собственного тока присоединения определяется в соответствии с п. 1.2: $I_{C\text{ пр}} = 3 \omega C U_{\text{ф. ном}}$, где ω – угловая частота; C – емкость одной фазы присоединения относительно земли; $U_{\text{ф. ном}}$ – номинальное фазное напряжение сети.

Если конфигурация присоединения может изменяться (например, могут подключаться и отключаться участки кабельных линий или обмотки электрических машин), то в качестве расчетного значения емкости принимается максимально возможное значение.

При реализации защиты на электромеханической элементной базе коэффициент запаса принимается равным 1,2...1,3. Второй коэффициент $k_{\text{бр}}$ может иметь значения в диапазоне от 2 до 5. Меньшие значения выбираются, если защита выполняется на реле типа РТЗ-51; средние – если на РТЗ-50 и большие – если на РТ-40/0,2.

Ток срабатывания реле определяется так:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} / k_{\text{ТА0}},$$

где $k_{\text{ТА0}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока нулевой последовательности.

Если расчетное значение тока срабатывания защиты меньше минимально возможного тока срабатывания защиты (реле), то ток срабатывания защиты принимается равным этому технически достижимому минимальному значению.

Чувствительность защиты, установленной на присоединении с номером К, оценивается по значению коэффициента чувствительности:

$$K_{\text{чWK}} = (I_{\text{сз WK}} - I_{\text{с WK}}) / I_{\text{сз WK}}.$$

Здесь $I_{\text{с WK}}$ – суммарный емкостный ток всей сети; $I_{\text{с WK}}$ – емкостный ток присоединения с номером К, на котором установлена защита; $I_{\text{сз WK}}$ – ток срабатывания защиты, установленной на присоединении К.

Некоторые данные, необходимые для выбора параметров срабатывания защит от однофазных замыканий на землю приведены в прил. 9.

Пусть имеется электрическая сеть с шиной 10 кВ и присоединенными отходящими линиями (рис. 2.36), параметры сети (табл. 2.2). Требуется определить параметры срабатывания защит, установленных на первом и втором присоединениях.

Ток срабатывания защиты, установленной на первом присоединении (питание электродвигателя) определяется так:

$$I_{\text{сз W1}} = k_3 k_{\text{бр}} I_{\text{с W1}}.$$

Принимаются следующие значения коэффициентов (для реализации на реле типа РТЗ-51 и трансформаторе тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ): $k_3 = 1,2$; $k_{\text{бр}} = 2,5$.

Емкостный ток первого присоединения, А, определяется суммарной емкостью кабельной линии и обмотки статора электродвигателя:

$I_{CW1} = 3 \omega (C_{W1} + C_M) U_{\phi, \text{ном}} = 3 \cdot 314 \cdot (0,047 + 0,085) \cdot 10^{-6} \cdot 5,78 \cdot 10^3 \approx 0,7$.
 Здесь C_{W1} – емкость кабельной линии W1, мкФ; $C_{W1} = 0,047$.
 Значение получено путем умножения удельной емкости кабеля [9] на длину линии (0,2 км); C_M – емкость обмоток статора электродвигателя, мкФ, $C_M = 0,085$ (табл. П9.1).

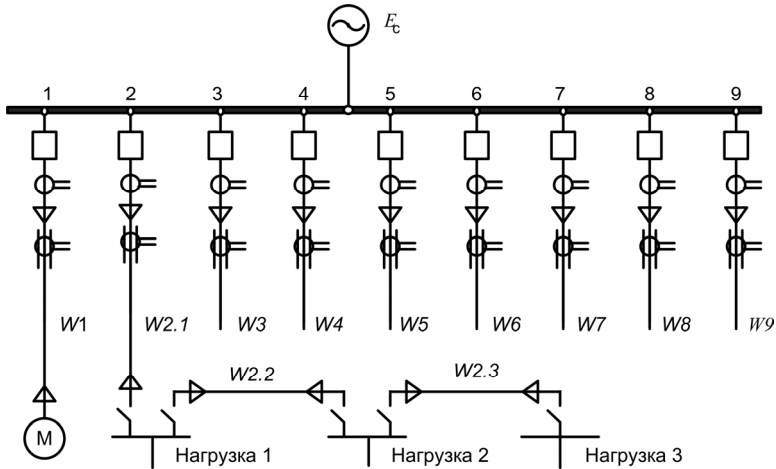


Рис. 2.36

Таблица 2.2

Параметр	Значение параметра для присоединения										
	W1	W2			W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9
		W2.1	W2.2	W2.3							
Длина линии, км	0,2	0,8	1,2	1,5	3,1	2,7	2,9	3,3	3,5	2,8	2,4
Площадь сечения, мм²	150	120	95	70	120	120	120	95	95	95	150
Емкость линии, мкФ	0,047	0,17	0,23	0,24	0,66	0,58	0,62	0,63	0,67	0,53	0,57
Емкость обмотки машины, мкФ	0,085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Емкостный ток, А	0,7	3,5			3,59	3,16	3,38	3,43	3,65	2,88	3,1

Если в рассматриваемой электрической сети имеются крупные электродвигатели, емкости фаз которых не известны, то приближенное значение составляющей емкостного тока I_{CM} , определяемой обмотками электродвигателя (при внешнем замыкании на землю), можно получить с помощью эмпирических формул [5]:

$$I_{CM} \approx 0,017 S_{ном. м} \text{ (при номинальном напряжении 6 кВ);}$$

$$I_{CM} \approx 0,03 S_{ном. м} \text{ (при номинальном напряжении 10 кВ).}$$

Здесь $S_{ном. м}$ – полная номинальная мощность электродвигателя, МВ·А; $S_{ном. м} = P_{ном. м} / (\cos\varphi_{ном} \cdot \eta_{ном})$; $P_{ном. м}$ – номинальная активная мощность электродвигателя, МВт; $\cos\varphi_{ном} \cdot \eta_{ном. м}$ – номинальный коэффициент мощности и номинальный КПД электродвигателя соответственно.

Первичный ток срабатывания защиты, А: $I_{C3W1} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,7 = 2,1$.

Коэффициент чувствительности защиты: $k_{сW1} = (I_{CW} - I_{CW1}) / I_{C3W1} = (27,4 - 0,7) / 2,1 = 12,7 > 1,25$. Требования к чувствительности защиты выполняются.

Здесь $I_{CW} = 3\omega((C_{W1} + C_M) + C_{W2} + C_{W3-W9}) U_{ф.ном}$ – суммарный емкостный ток сети, А; C_{W3-W9} – суммарная емкость присоединений от W3 до W9; $U_{ф.ном} = 3 \cdot 314 \cdot ((0,047 + 0,085) + 4,9) \cdot 10^{-6} \cdot 5,78 \cdot 10^{-3} \approx 27,4$.

Ток срабатывания защиты, установленной на втором присоединении (линия магистрального типа, протяженность которой может изменяться) определяется так:

$$I_{C3W2} = k_3 k_{бр} I_{CW2}.$$

Значения коэффициентов (для реализации на реле типа РТЗ-51 и трансформаторе тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ): $k_3 = 1,2$; $k_{бр} = 2,5$.

Емкостный ток второго присоединения, А, определяется суммарной емкостью отдельных участков кабельной линии:

$$I_{CW2} = 3\omega(C_{W2.1} + C_{W2.2} + C_{W2.3}) U_{ф.ном} = 3 \cdot 314 \cdot (0,17 + 0,23 + 0,24) \cdot 10^{-6} \cdot 5,78 \cdot 10^{-3} \approx 3,5.$$

Здесь $C_{W2.1}$, $C_{W2.2}$, $C_{W2.3}$ – емкости отдельных участков кабельной линии W2, мкФ, значения которых получены путем умножения удельной емкости кабеля на длину участка линии [9]; $C_{W2.1} = 0,17$; $C_{W2.2} = 0,23$; $C_{W2.3} = 0,24$.

Тогда первичный ток срабатывания защиты, А: $I_{C3W2} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 3,5 = 10,5$.

Коэффициент чувствительности защиты: $k_{\text{ч}W2} = (I_{\text{CW}} - I_{\text{CW}2}) / I_{\text{C}3W2} = (27,4 - 3,5) / 10,5 = 2,27 > 1,25$. Требования к чувствительности выполняются.

Защита от однофазных замыканий на землю, способная действовать селективно, в электрических сетях с резистивным заземлением нейтрали может быть выполнена по принципу контроля тока нулевой последовательности в присоединениях (так же как и в сетях с изолированной нейтралью).

Методика выбора параметров срабатывания защит от ОЗЗ, устанавливаемых в сетях этого типа, определяется их особенностями.

Выбор тока срабатывания защиты (так же как и защит, устанавливаемых в сетях с изолированной нейтралью) производится по условию отстройки от собственного тока присоединения при внешнем замыкании (этот ток равен емкостному току присоединения, как и в сети с изолированной нейтралью):

$$I_{\text{C}3} > I_{\text{C} \text{ пр}}; \quad I_{\text{C}3} = k_3 k_{\text{бр}} I_{\text{C} \text{ пр}}.$$

Однако значения коэффициента отстройки от бросков емкостного тока могут находиться в диапазоне от 1 до 1,5, что позволяет приблизить токи срабатывания к значениям $I_{\text{C} \text{ пр}}$. Это обусловлено сравнительно низким уровнем броска тока при внешних ОЗЗ в сетях с резистивным заземлением нейтрали [5].

При низкоомном заземлении нейтрали активная составляющая тока в месте повреждения и в месте установки защиты на поврежденном присоединении значительно больше емкостной составляющей. Емкостной составляющей тока можно пренебречь и считать, что защита реагирует на активную составляющую контролируемого тока. Тогда коэффициент чувствительности защиты можно определить так:

$$K_{\text{ч}WK} = I_{\text{RW}} / I_{\text{C}3WK}.$$

Здесь I_{RW} – активная составляющая тока в месте установки защиты на поврежденном присоединении, А; $I_{\text{RW}} = E_{\text{ф}} / R_N$; $E_{\text{ф}}$ – действующее значение фазной ЭДС сети; R_N – сопротивление заземляющего резистора; $I_{\text{C}3WK}$ – ток срабатывания защиты, установленной на присоединении с номером К.

Если учесть, что ток при повреждении на контролируемом присоединении в этих сетях составляет несколько десятков ампер (определяется параметрами заземляющего резистора), то

можно получить значительно более высокую чувствительность защиты от ОЗЗ, чем в сетях с изолированной нейтралью.

Пусть имеется электрическая сеть 10 кВ (рис. 2.37) с резистивным заземлением нейтрали с основными параметрами сети (табл. 2.3). Требуется определить параметры срабатывания защит, установленных на первом и втором присоединениях, как и в предыдущем примере.

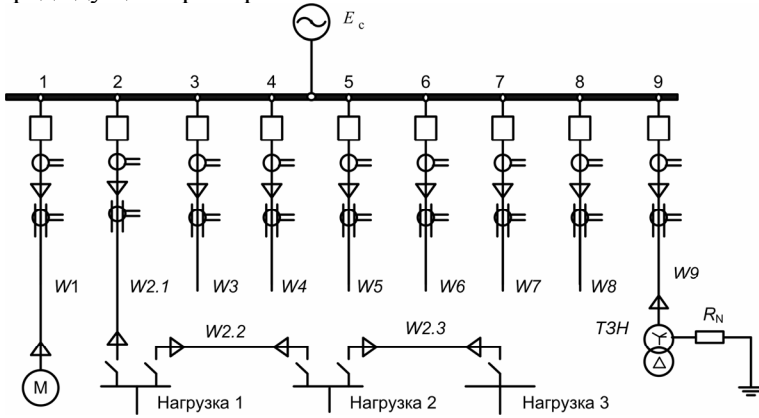


Рис. 2.37

Ток срабатывания защит, установленных на первом присоединении (питание электродвигателя), определяется так:

$$I_{C3 W1} = k_3 k_{\text{бп}} I_{C W1}.$$

При реализации защиты на основе реле типа РТЗ-51 и трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ можно принять: $k_3 = 1,2$; $k_{\text{бп}} = 1,25$.

Емкостный ток первого присоединения, А, определяемый суммарной емкостью кабельной линии и обмотки статора электродвигателя (табл. 2.3): $I_{C W1} = 0,7$.

Таблица 2.3

Параметр	Значение параметра для присоединения										
	W1	W2			W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9
		W2.1	W2.2	W2.3							
Длина линии, км	0,2	0,8	1,2	1,5	3,1	2,7	2,9	3,3	3,5	2,8	0,1
Площадь сечения, мм ²	150	120	95	70	120	120	120	95	95	95	95
Емкость линии, мкФ	0,047	0,17	0,23	0,24	0,66	0,58	0,62	0,63	0,67	0,53	0,02
Емкость обмотки машины, мкФ	0,085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Емкостный ток, А	0,7	3,5			3,59	3,16	3,38	3,43	3,65	2,88	0,1

Первичный ток срабатывания защиты: $I_{C3 W1} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 0,7 = 1,05$.

Коэффициент чувствительности защиты, установленной на первом присоединении:

$$K_{чW1} = I_{RW} / I_{C3 W1} = 57,8 / 1,05 = 55 > 1,25.$$

Здесь активная составляющая тока в месте установки защиты на поврежденном присоединении, А: $I_{RW} = E_{\phi} / R_N = 5,78 \cdot 10^3 / 100 = 57,8$. Требования по чувствительности выполняются.

Ток срабатывания защиты, установленной на втором присоединении, А:

$$I_{C3 W2} = k_3 k_{6p} I_{C W2}.$$

Здесь можно принять следующие значения коэффициентов: $k_3 = 1,2$; $k_{6p} = 1,25$. Емкостный ток второго присоединения (табл. 2.3) $I_{C W2} = 3,5$.

Тогда первичный ток срабатывания защиты, А: $I_{C3 W2} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 3,5 = 5,25$.

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_{чW1} = I_{RW} / I_{C3 W2} = 57,8 / 5,25 = 11 > 1,25.$$

Требования к чувствительности выполняются. Причем чувствительность защит в сети с резистивным заземлением нейтрали значительно выше, чем в сети с изолированной нейтралью при аналогичных параметрах.

2.9. Микропроцессорные средства релейной защиты

Более двух десятилетий назад появились и начали применяться для защиты объектов энергосистем микропроцессорные устройства. За прошедший период была оптимизирована структура их аппаратной части, значительно улучшены эксплуатационные характеристики. Цифровые средства релейной защиты постепенно заменяют аналоговые. Этому процессу способствует ряд преимуществ, которыми обладают современные микропроцессорные устройства РЗА перед устройствами, выполненными на традиционной электромеханической базе:

- выполнение самодиагностики (автоматической проверки исправности отдельных модулей и устройства в целом с индикацией состояния и блокировкой выходов устройства при его неисправности) и диагностики первичного оборудования;

- автоматическая регистрация режимов, событий и аварийных процессов, что позволяет уменьшить время на выяснение причин аварий;

- упрощение расчёта уставок, увеличение их точности и точности измерений, уменьшение ступеней селективности, что снижает время действия защит и вероятность значительного повреждения оборудования;

- низкая потребляемая мощность в цепях питания и измерения (как правило, нет необходимости проверки точности трансформаторов тока и напряжения);

- возможность объединения устройств РЗА в составе автоматизированной системы управления с обеспечением дистанционного изменения уставок, удалённого контроля режима работы энергообъекта и состояния самого устройства защиты, передачи зарегистрированных аварийных процессов на рабочее место оператора (рис. 2.38);

- реализация новых функций и эксплуатационных возможностей (учёт ресурса отключающей способности выключателя, хранение нескольких наборов конфигурации и уставок, восстановление формы кривой тока при насыщении трансформаторов тока и т.д.).

Немаловажным является также то обстоятельство, что обладая, как правило, незначительными габаритами, цифровое устройство реализует алгоритмы всех защит и устройств автоматики, требующихся для отдельных энергообъектов согласно ПУЭ. При этом обеспечено гибкое конфигурирование терминала защиты: в действие можно ввести только те защиты и виды автоматики, которые требуются. Возможно также подключение к терминалу внешних защит, в нём не реализованных.

Микропроцессорные устройства, комплекты и шкафы защит выпускаются как зарубежными («ABB», «Siemens», «ГЕС Alstom»), так и отечественными (НТЦ «Механотроника», ЗАО «Радиус-автоматика», ООО «Парма Прот», ООО «АББ Реле-Чебоксары», исследовательский центр «Бреслер», ООО «Экра») предприятиями (прил. 10).

Вне зависимости от фирмы-производителя микропроцессорные терминалы обычно обеспечивают:

- сигнализацию срабатывания защит и автоматики, индикацию положения выключателя;

- местное и дистанционное управление выключателем;

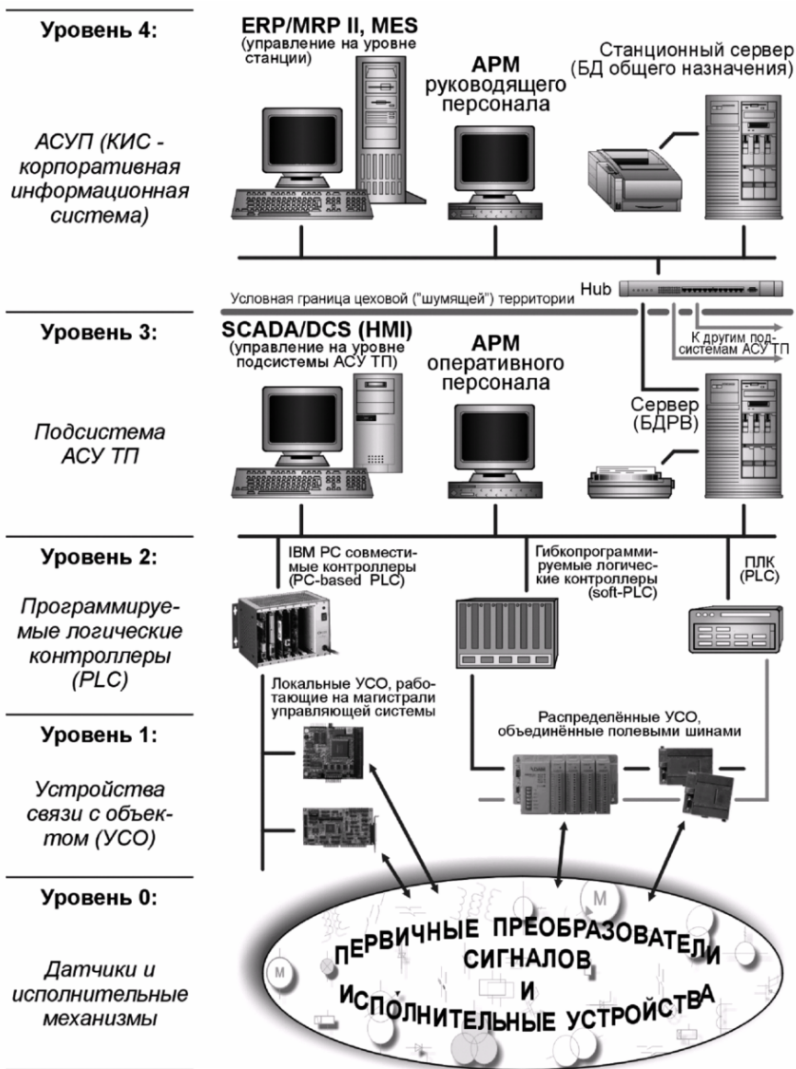


Рис. 2.38

- контроль положения выключателя и исправности его цепей управления;
- местный и дистанционный ввод уставок защит и автоматики, а также их хранение и отображение;

- двустороннюю передачу данных между устройством защиты и АСУ (и/или компьютером) по одному из стандартных каналов связи;

- отображение измеряемых (например, фазных токов) и вычисляемых (например, тока обратной последовательности) параметров защищаемого объекта;

- учёт внешних дискретных сигналов управления и блокировок при работе устройства;

- контроль работоспособности самого терминала;

- гальваническую развязку входов и выходов устройства от всех внешних цепей.

Следует учитывать, что функциональные возможности терминала (точность измерений, ввод уставок с собственного пульта или через интерфейс связи с компьютером, индикация на светодиодном или жидкокристаллическом текстовом или графическом дисплее, память событий, осциллографирование аварийных процессов, набор функций защиты и автоматики) в известной степени определяются ответственностью объекта защиты и влияют на стоимость терминала. Номенклатура производимых цифровых средств РЗА включает как простые недорогие малогабаритные устройства (например, серия «OmegaProt» фирмы «Парма Прот»), так и сложные, функционально насыщенные устройства значительной стоимости (серия «EuroProt» той же фирмы). Некоторые производители называют свои простые микропроцессорные устройства защиты цифровыми реле, позиционируя их тем самым как недорогую замену электромеханических реле (например, унифицированная весьма обширная серия комплектных цифровых реле «ТОР-100» ИЦ «Бреслер»).

3. ПОСТРОЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10-35 кВ

Требуется разработать релейную защиту для системы электроснабжения (рис. 3.1).

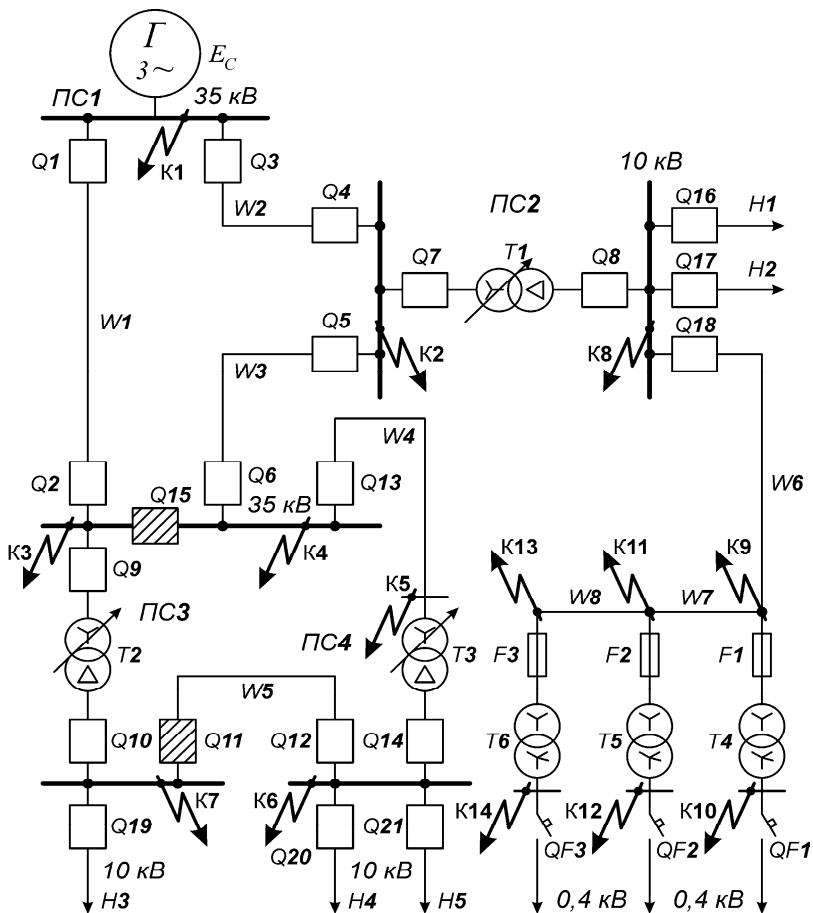


Рис. 3.1

3.1. Параметры системы электроснабжения

Мощность трехфазного КЗ на шинах подстанции №1 480 МВ·А. На подстанциях № 1–3 имеются источники постоянного оперативного тока с номинальным напряжением 220 В. На подстанции № 4 нет источника постоянного оперативного тока.

Параметры трансформаторов приведены в табл. 3.1; линий – в табл. 3.2; нагрузок – в табл. 3.3.

Таблица 3.1

Параметр	Значение параметра					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Мощность трансформатора, МВ·А	10	10	10	0,63	0,4	0,4

Таблица 3.2

Параметр	Значение параметра							
	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8
Длина линии, км	8	7	4	3	4	6	4	4

На линиях W1 и W2 должны быть установлены устройства автоматического повторного включения (АПВ). Они должны действовать на выключатели Q1 и Q3 подстанции № 1. Кроме того, должны быть установлены устройства автоматического включения резервного питания (АВР), действующие на секционный выключатель Q15 и выключатель Q11 линии W5 (графические изображения этих выключателей на рис. 3.1 заштрихованы).

Таблица 3.3

Параметр	Значение параметра				
	H1	H2	H3	H4	H5
Мощность нагрузки, МВ·А	3	2,7	3,5	2,7	4,5
Коэффициент самозапуска, $k_{CЗН}$	2,8	2,54	2,3	2,7	2,2
Время срабатывания защиты, $t_{CЗН}$, с	0,7	0,8	0,7	0,8	1,0

3.2. Анализ нормальных режимов контролируемой сети

Анализ возможных нормальных режимов работы контролируемой сети необходимо провести с целью определения максимальных значений рабочих токов в местах установки устройств защиты.

Сеть имеет один источник питания, и в ней нет участков типа замкнутого кольца, поэтому защиты должны устанавливаться в начале контролируемых объектов со стороны источника питания.

Максимальное значение рабочего тока в линии W1 ($I_{\text{раб max W1}}$) определяется исходя из двух условий:

– во-первых, питание всех элементов рассматриваемой электрической сети осуществляется по линии W1 (линия W2 выведена из рабочего состояния, отключена), а секционный выключатель Q15 на подстанции №3 включен;

– во-вторых, все трансформаторы 35/10 кВ работают с номинальной нагрузкой.

$$\text{Тогда } I_{\text{раб max W1}} = I_{\text{ном T1}} + I_{\text{ном T2}} + I_{\text{ном T3}},$$

где $I_{\text{ном T1}}$, $I_{\text{ном T2}}$, $I_{\text{ном T3}}$ – значения номинальных токов трансформаторов T1, T2, T3, соответственно $I_{\text{номT1}} = S_{\text{ном T1}} / \sqrt{3} U_{\text{ном ВН}}$; $I_{\text{номT2}} = S_{\text{номT2}} / \sqrt{3} U_{\text{ном ВН}}$; $I_{\text{номT3}} = S_{\text{номT3}} / \sqrt{3} U_{\text{ном ВН}}$; $S_{\text{номT1}}$; $S_{\text{номT2}}$; $S_{\text{номT3}}$ и $U_{\text{ном ВН}}$ – значения номинальных мощностей и напряжения обмоток высшего напряжения трансформаторов соответственно ($U_{\text{ном ВН}} = 35 \text{ кВ}$).

При заданных значениях величин (учитывая, что T1, T2, T3 имеют одинаковые номинальные мощности и их номинальные токи равны) будем иметь:

$$I_{\text{раб max W1}} = 3 S_{\text{номT1}} / \sqrt{3} U_{\text{ном ВН}} = 3(10000) / (35\sqrt{3}) = 3 \cdot 165 = 495.$$

Максимальное значение тока в другой головной линии W2 ($I_{\text{раб max W2}}$) определяется исходя из аналогичных условий, но когда питание всех трансформаторов 35/10 кВ осуществляется по линии W2, А:

При этом

$$I_{\text{раб max W2}} = I_{\text{раб max W1}} = 495.$$

В этих же условиях выведена из рабочего состояния линия W1 и питание трансформаторов T2 и T3 осуществляется по линии W3 будем иметь максимальное значение рабочего тока в линии W3, А:

$$I_{\text{раб max W3}} = I_{\text{ном T2}} + I_{\text{ном T3}} = 2(10000) / (35\sqrt{3}) = 330.$$

Линия W4 и трансформатор T3 образуют блок линия-трансформатор, т.к. представляют собой единый объект электрической сети и управляются одним общим выключателем Q1.

Максимальный рабочий ток в линии W4 – это максимальный рабочий ток трансформатора Т3:

$$I_{\text{раб max W4}} = k_{\text{пер}} I_{\text{ном Т3}},$$

где $k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой перегрузки (для большинства отечественных трансформаторов допускается перегрузка до 40 % номинальной мощности, поэтому можно принять $k_{\text{пер}} = 1,4$).

$$I_{\text{раб max W4}} = 1,4 \cdot 165 = 231.$$

Максимальный рабочий ток в линии 10 кВ W6, А, возникает при номинальных нагрузках трансформаторов Т4, Т5, Т6 с высшим номинальным напряжением 10 кВ:

$$\begin{aligned} I_{\text{раб max W6}} &= I_{\text{ном Т4}} + I_{\text{ном Т5}} + I_{\text{ном Т6}} = \\ &= 630 / (10\sqrt{3}) + 2(400 / (10\sqrt{3})) = 82,6. \end{aligned}$$

Максимальный рабочий ток в линии W5, А, соответствует режиму передачи по ней наибольшей мощности. Этот режим возникает при отключенном блоке линия-трансформатор W4-Т3 и питании подстанции W4 по линии W5 от шин 10 кВ подстанции №3. Тогда

$$\begin{aligned} I_{\text{раб max W5}} &= S_{\text{н4}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) + S_{\text{н5}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) = \\ &= 2700 / (10\sqrt{3}) + 4500 / (10\sqrt{3}) = 416,1, \end{aligned}$$

где $S_{\text{н4}}$ и $S_{\text{н5}}$ – полная максимальная мощность нагрузок 4 и 5 соответственно.

Площадь поперечного сечения проводов для линий электропередачи определяется по допустимым длительным токам. В соответствии с требованиями ПУЭ [10] можно выбрать для линий 35 кВ W1 и W2 провод АС-185, линии W3 – АС-95, линии W4 – АС-70, для линий 10 кВ W5 – АС-150 и W6 (учитывая большую протяженность) – АС-70.

Для участков W7 и W8 магистральной линии 10 кВ также применяется провод АС-70.

3.3. Токи короткого замыкания

Необходимо определить действующие значения токов короткого замыкания во всех местах (по схеме) установки защит (местах контроля тока защит) в максимальном и минимальном режимах работы электрической системы при повреждениях в расчетных точках. За расчетные точки принимаются шины всех подстанций, места

присоединений трансформаторов Т4, Т5, Т6 к магистральной линии и зажимы обмоток 0,4 кВ этих трансформаторов (рис. 3.2).

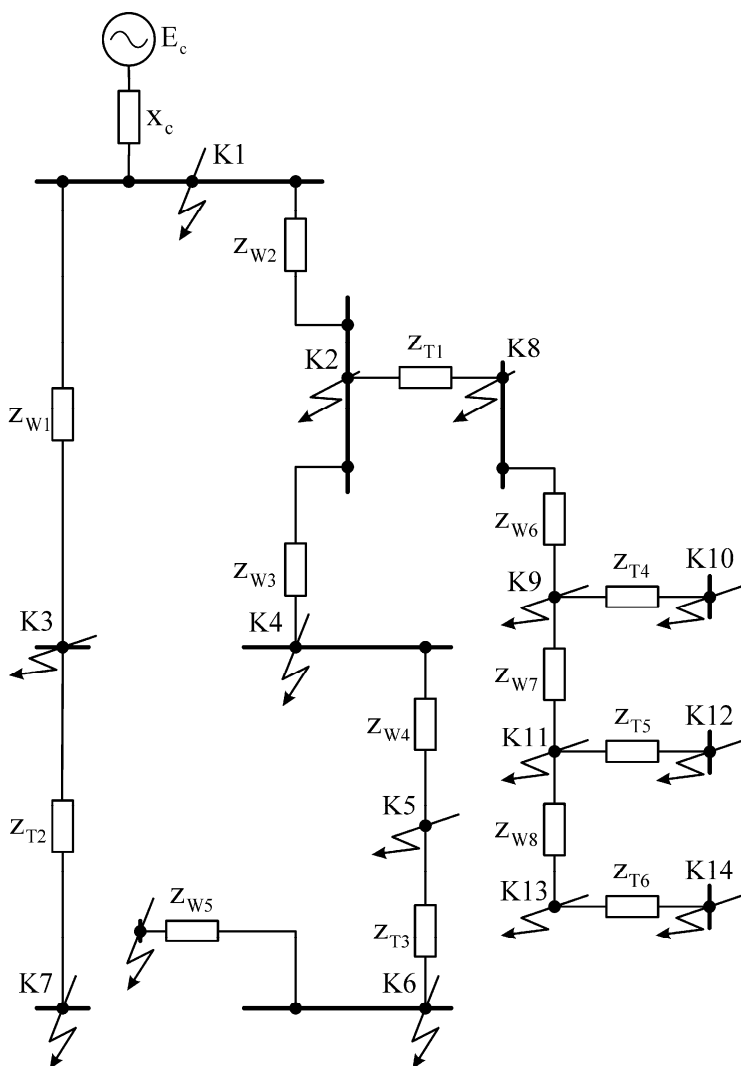


Рис. 3.2

3.3.1. Параметры схемы замещения

Параметры всех элементов схемы замещения приводятся к стороне 10 кВ.

Сопротивления линий электропередачи определяются по значениям удельных сопротивлений проводов и протяженности линий.

Так, активное сопротивление линии W1 35 кВ, приведенное к стороне 10 кВ:

$$r_{W1} = r_{уд\ W1} l_{W1} \left(\frac{U_{ном.\ 6}}{U_{ном\ W1}} \right)^2.$$

Здесь $r_{уд\ W1}$ и l_{W1} – удельное активное сопротивление линии W1 и ее протяженность; $U_{ном.\ 6}$ и $U_{ном.\ W1}$ – значения номинальных напряжений базисной ступени, кВ, и линии W1 ($U_{ном.\ 6} = 10$; $U_{ном.\ W1} = 35$).

Значение $r_{уд\ W1}$, Ом/км, определяется по справочной табл. 7.35 [10] для провода АС-185: $r_{уд\ W1} = 0,16$.

При заданной протяженности линии l_{W1} равной 8 км, будем иметь сопротивление, Ом:

$$r_{W1} = 0,16 \cdot 8 \left(\frac{10}{35} \right)^2 = 0,1.$$

Индуктивное сопротивление этой линии, Ом:

$$x_{W1} = x_{уд\ W1} l_{W1} \left(\frac{U_{ном.\ 6}}{U_{ном\ W1}} \right)^2 = 0,4 \cdot 8 \left(\frac{10}{35} \right)^2 = 0,26.$$

Здесь $x_{уд\ W1}$ – среднее значение удельного индуктивного сопротивления линии по справочной табл. 7.41 [10], Ом/км; $x_{уд\ W1} = 0,4$. Это значение может быть использовано и для других линий.

Активное и индуктивное сопротивления линии 10 кВ W5 определяются так:

$$r_{W5} = r_{уд\ W5} l_{W5}; \quad x_{W5} = x_{уд\ W5} \cdot l_{W5},$$

где $r_{уд\ W5}$ и $x_{уд\ W5}$ – значения удельного активного и индуктивного сопротивлений линии W5.

По справочным таблицам [10] для провода АС-150, удельное сопротивление, Ом/км: $r_{уд\ W5} = 0,2$; $x_{уд\ W5} = 0,4$.

Тогда сопротивление, Ом: $r_{w5} = 0,2 \cdot 4 = 0,8$; $x_{w5} = 0,4 \cdot 4 = 1,6$.

Значения сопротивлений всех других линий определяются аналогично (табл. 3.4).

Таблица 3.4

Обозначение параметра	Значение параметра линии							
	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8
$U_{\text{ном}}$, кВ	35	35	35	35	10	10	10	10
$I_{\text{раб max}}$, А	495	495	330	231	416,1	82,6	64,4	32,2
Марка провода	АС-185	АС-185	АС-95	АС-70	АС-150	АС-70	АС-70	АС-70
$R_{\text{вд}}$, Ом/км	0,16	0,16	0,3	0,43	0,2	0,43	0,43	0,43
$X_{\text{вд}}$, Ом/км	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
l (длина), км	8	7	4	3	4	6	4	4
R_w , Ом	0,1	0,09	0,1	0,1	0,8	2,58	1,72	1,72
X_w , Ом	0,26	0,23	0,13	0,1	1,6	2,4	1,6	1,6

Сопротивления трансформаторов определяются по их паспортным данным.

Активное сопротивление трансформатора Т1, приведенное к базисной стороне 10 кВ, определяется так:

$$r_{T1} = P_{KT1} \frac{U_{\text{ном. б}}^2}{S_{\text{ном T1}}^2},$$

где P_{KT1} – мощность короткого замыкания трансформатора Т1.

Индуктивное сопротивление этого трансформатора, приведенное к базисной стороне 10 кВ:

$$x_{T1} = \frac{U_{KT1}}{100} \frac{U_{\text{ном. б}}^2}{S_{\text{ном T1}}},$$

где U_{KT1} – напряжение короткого замыкания трансформатора Т1, %.

Используя справочные данные для трансформатора, назвать значения тока, кВт, и напряжения, %, $P_{KT1} = 65$ и $U_{KT1} = 7,5$ [10], получим, Ом:

$$r_{T1} = 65 \cdot 10^3 \frac{(10)^2}{(10000)^2} = 0,065;$$

$$x_{T1} = \frac{7,5}{100} \frac{(10000)^2}{10 \cdot 10^6} = 0,75.$$

Значения сопротивлений всех трансформаторов, определенные аналогично, приведены в табл. 3.5.

Внутреннее сопротивление эквивалентного источника питания (энергосистемы), Ом, определяется так:

$$x_c = \frac{(U_{\text{ном.б}})^2}{S_K^{(3)}} = \frac{(10000)^2}{480 \cdot 10^6} = 0,2.$$

Таблица 3.5

Обозначение параметра	Значение параметра трансформатора					
	T1	T2	T3	T4	T5	T6
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	35/10	35/10	35/10	10/0,4	10/0,4	10/0,4
$I_{\text{ном}}, \text{А}$	165	165	165	36,4	23	23
$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	10000	10000	10000	630	400	400
$P_K, \text{кВт}$	65	65	65	7,3	5,4	5,4
$U_K, \%$	7,5	7,5	7,5	5,5	5,5	5,5
$R_T, \text{Ом}$	0,065	0,065	0,065	1,84	3,72	3,72
$X_T, \text{Ом}$	0,75	0,75	0,75	8,73	15,16	15,16

Здесь $S_K^{(3)}$ – полная мощность трехфазного короткого замыкания на шинах подстанции № 1.

В исходных данных задано только одно значение мощности короткого замыкания на шинах подстанции № 1, поэтому можно считать внутреннее сопротивление энергосистемы постоянной величиной.

3.3.2. Расчет токов короткого замыкания

Значения токов КЗ определяются по методике расчета токов при симметричных замыканиях без учета подпитки со стороны нагрузок. Для конкретных расчетных условий составляется отдельная схема замещения на основе схемы электрической сети (см. рис. 3.1) и исходной схемы замещения (см. рис. 3.2).

Расчетная схема замещения для определения токов КЗ в начале линии W6 (место установки защиты) в максимальном

режиме энергосистемы (рис. 3.3) соответствует конфигурации сети, когда питание подстанции №2 осуществляется по линии W2.

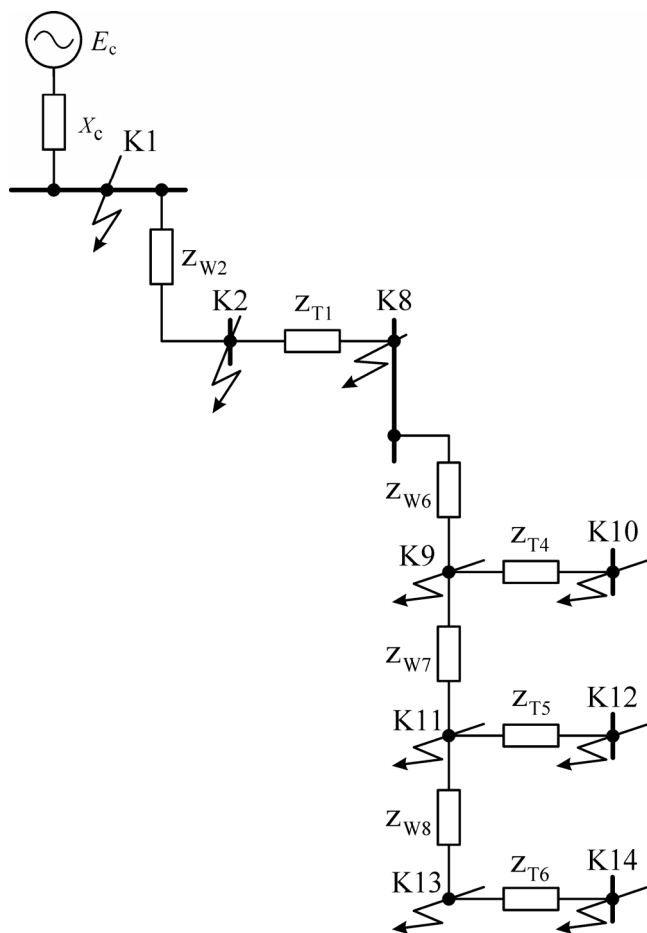


Рис. 3.3

Значения максимальных токов в начале линии W6 при повреждениях (трехфазных КЗ) в разных точках (номер расчетной точки указан в индексе обозначения тока), кА:

$$\begin{aligned}
I_{\text{K max W6 K8}}^{(3)} &= \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{\text{W2}} + r_{\text{T1}})^2 + (x_c + x_{\text{W2}} + x_{\text{T1}})^2}} = \\
&= \frac{10,5/\sqrt{3}}{\sqrt{(0,09 + 0,065)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75)^2}} = 5,1; \\
I_{\text{K max W6 K9}}^{(3)} &= \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{\text{W2}} + r_{\text{T1}} + r_{\text{W6}})^2 + (x_c + x_{\text{W2}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{W6}})^2}} = \\
&= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4)^2}} = 1,3; \\
I_{\text{K max W6 K10}}^{(3)} &= \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{\text{W2}} + r_{\text{T1}} + r_{\text{W6}} + r_{\text{T4}})^2 + (x_c + x_{\text{W2}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{W6}} + x_{\text{T4}})^2}} = \\
&= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,84)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 8,73)^2}} = 0,46; \\
I_{\text{K max W6 K11}}^{(3)} &= \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{\text{W2}} + r_{\text{T1}} + r_{\text{W6}} + r_{\text{W7}})^2 + (x_c + x_{\text{W2}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{W6}} + x_{\text{W7}})^2}} = \\
&= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,72)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 1,6)^2}} = 0,89; \\
I_{\text{K max W6 K12}}^{(3)} &= \\
&= \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{\text{W2}} + r_{\text{T1}} + r_{\text{W6}} + r_{\text{W7}} + r_5)^2 + (x_c + x_{\text{W2}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{W6}} + x_{\text{W7}} + x_5)^2}} = \\
&= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 3,72)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 15,16)^2}} = \\
&= 0,28; \\
I_{\text{K max W6 K13}}^{(3)} &= \\
&= \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{\text{W2}} + r_{\text{T1}} + r_{\text{W6}} + r_{\text{W7}} + r_{\text{W8}})^2 + (x_c + x_{\text{W2}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{W6}} + x_{\text{W7}} + x_{\text{W8}})^2}} = \\
&= \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 1,72)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 1,6)^2}} = 0,67;
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& I_{\text{K max W6 K14}}^{(3)} = \\
& = \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{\text{W2}} + r_{\text{T1}} + r_{\text{W6}} + r_{\text{W7}} + r_{\text{T6}})^2 + (x_c + x_{\text{W2}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{W6}} + x_{\text{W7}} + x_{\text{T6}})^2}} = \\
& = \frac{6,07}{\sqrt{(0,09 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 1,72 + 3,72)^2 + (0,2 + 0,23 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 1,6 + 15,16)^2}} = \\
& = 0,25.
\end{aligned}$$

Минимальные аварийные токи в месте установки защиты в начале линии W6 возникают при двухфазных КЗ в контролируемой сети в минимальном режиме работы энергосистемы. Расчетная схема замещения для определения этих токов (рис. 3.4) соответствует другой конфигурации электрической сети, при которой питание подстанции № 2 осуществляется по линиям W1 и W3 через подстанцию №3 (при выведенной из рабочего состояния линии W2). Значения минимальных токов в начале линии W6 при повреждениях (двухфазных КЗ) в расчетных точках (номер расчетной точки также указан в индексе обозначения тока), кА:

$$\begin{aligned}
I_{\text{K max W6 K8}}^{(2)} &= \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E_c / \sqrt{3}}{\sqrt{(r_{\text{W1}} + r_{\text{W3}} + r_{\text{T1}})^2 + (x_c + x_{\text{W1}} + x_{\text{W3}} + x_{\text{T1}})^2}} = \\
&= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,13)^2}} = 3,83; \\
I_{\text{K max W6 K9}}^{(2)} &= \\
&= \frac{E_c}{2\sqrt{(r_{\text{W1}} + r_{\text{W3}} + r_{\text{T1}} + r_{\text{W6}})^2 + (x_c + x_{\text{W1}} + x_{\text{W3}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{W6}})^2}} = \\
&= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4)^2}} = 1,12; \\
I_{\text{K max W6 K10}}^{(2)} &= \\
&= \frac{E_c}{2\sqrt{(r_{\text{W1}} + r_{\text{W3}} + r_{\text{T1}} + r_{\text{W6}} + r_{\text{T4}})^2 + (x_c + x_{\text{W1}} + x_{\text{W3}} + x_{\text{T1}} + x_{\text{W6}} + x_{\text{T4}})^2}} = \\
&= \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,84)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 8,73)^2}} = \\
&= 0,39;
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& I_{K \max W6 K11}^{(2)} = \\
& = \frac{E_c}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7})^2 + (x_c + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7})^2}} = \\
& = \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,72)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 1,6)^2}} = 0,75; \\
& I_{K \max W6 K12}^{(2)} = \\
& = \frac{E_c}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7} + r_{T5})^2 + (x_c + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7} + x_{T5})^2}} = \\
& = \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 3,72)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 15,16)^2}} = 0,25; \\
& I_{K \max W6 K13}^{(2)} = \\
& = \frac{E_c}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7} + r_{W8})^2 + (x_c + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7} + x_{W8})^2}} = \\
& = \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 1,72)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 1,6)^2}} = 0,56; \\
& I_{K \max W6 K14}^{(2)} = \\
& = \frac{E_c}{2\sqrt{(r_{W1} + r_{W3} + r_{T1} + r_{W6} + r_{W7} + r_{W8} + r_{T6})^2 + (x_c + x_{W1} + x_{W3} + x_{T1} + x_{W6} + x_{W7} + x_{W8} + x_{T6})^2}} = \\
& = \frac{10,5}{2\sqrt{(0,1 + 0,1 + 0,065 + 2,58 + 1,72 + 3,72)^2 + (0,2 + 0,26 + 0,13 + 0,75 + 2,4 + 1,6 + 1,6 + 15,16)^2}} = \\
& = 0,21.
\end{aligned}$$

Обмотки 0,4 кВ трансформаторов Т4, Т5, Т6 работают в трехфазной электрической сети с глухозаземленной нейтралью. В этой сети возможны еще и однофазные короткие замыкания. Токи в линии W6 при этих КЗ могут иметь меньшие значения, чем при двухфазных замыканиях. Поэтому дополнительно необходимо определить значения токов при однофазных КЗ за трансформаторами Т4, Т5, Т6. Эти токи на стороне 0,4 кВ с учетом переходного сопротивления в месте повреждения и эквивалентного сопротивления питающей электрической сети определяются так [11]:

$$I_{K10}^{(1)} = \frac{E_\phi}{Z_{T4}^{(1)} / 3}; I_{K12}^{(1)} = \frac{E_\phi}{Z_{T5}^{(1)} / 3}; I_{K14}^{(1)} = \frac{E_\phi}{Z_{T6}^{(1)} / 3}.$$

Здесь $I_{K10}^{(i)}, I_{K12}^{(i)}, I_{K14}^{(i)}$ – значения токов в фазных выводах обмоток 0,4 кВ трансформаторов Т4, Т5, Т6 при однофазных КЗ на зажимах этих обмоток, соответственно; $Z_{T4}^{(i)}, Z_{T5}^{(i)}, Z_{T6}^{(i)}$ – полные сопротивления трансформаторов Т4, Т5, Т6 соответственно при однофазных КЗ, учитывающие переходные сопротивления в месте повреждения и эквивалентное сопротивление электрической сети от источника питания до трансформатора.

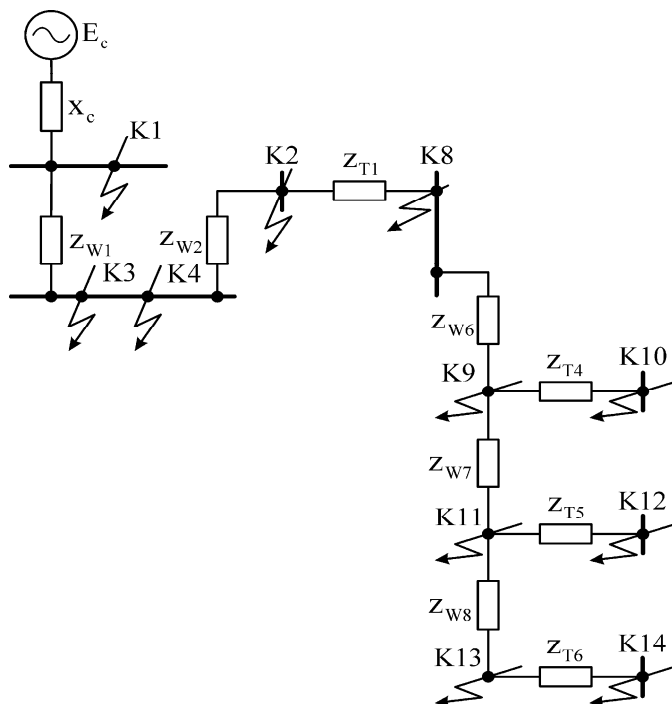


Рис. 3.4

Токи в линии W6 на стороне 10 кВ при однофазных замыканиях за трансформаторами Т4, Т5, Т6 в точках К10, К12, К14, соответственно, можно определить так:

$$I_{K \min W6 K10}^{(i)} = I_{K10}^{(i)} / N_{T4}; \quad I_{K \min W6 K12}^{(i)} = I_{K10}^{(i)} / N_{T5};$$

$$I_{K \min W6 K14}^{(1)} = I_{K10}^{(1)} / N_{T6}.$$

Здесь N_{T4} , N_{T5} , N_{T6} – номинальные коэффициенты трансформации трансформаторов Т4, Т5, Т6, соответственно ($N_{T4}=N_{T5}=N_{T6}=10,5/0,4=25$).

Подставив значения параметров ($Z_{T4}^{(1)} = 31,68$ мОм; $Z_{T5}^{(1)} = Z_{T6}^{(1)} = 40,1$ мОм [11] и $E_{\phi}=230$ В), будем иметь, кА:

$$I_{K10}^{(1)} = \frac{230}{31,68} = 7,26; \quad I_{K \min W6 K10}^{(1)} = \frac{7,26}{25} = 0,29;$$

$$I_{K12}^{(1)} = \frac{230}{40,1} = 5,74; \quad I_{K \min W6 K12}^{(1)} = \frac{5,74}{25} = 0,23;$$

$$I_{K14}^{(1)} = \frac{230}{40,1} = 5,74; \quad I_{K \min W6 K14}^{(1)} = \frac{5,74}{25} = 0,23.$$

Токи, возникающие при КЗ в местах установки других защит, определяются по аналогичной методике. Для их определения необходимо использовать еще и другие схемы замещения рассматриваемой электрической системы (табл. 3.6, рис. 3.5, 3.6).

Таблица 3.6

Место контроля тока КЗ (место установки защиты)	Номер расчетной точки К	Максимальный ток КЗ $I_{K \max}^{(3)}$		Минимальный ток КЗ $I_{K \min}^{(2)}$		Минимальный ток КЗ $I_{K \min}^{(1)}$, кА
		Схема замещения, рисунок	Значение тока КЗ, кА	Схема замещения, рисунок	Значение тока КЗ, кА	
1	2	3	4	5	6	7
Линия W6	8	3.3	5,1	3.4	3,83	
	9	3.3	1,3	3.4	1,12	
	11	3.3	0,89	3.4	0,75	
	13	3.3	0,67	3.4	0,56	
	10	3.3	0,46	3.4	0,39	0,29
	12	3.3	0,28	3.4	0,24	0,23
	14	3.3	0,25	3.4	0,21	0,23

Окончание табл. 3.6

Место контроля тока КЗ (место установки защиты)	Номер расчетной точки К	Максимальный ток КЗ $I_{K \max}^{(3)}$		Минимальный ток КЗ $I_{K \min}^{(2)}$		Минимальный ток КЗ $I_{K \min}^{(1)}$, кА
		Схема замещения, рисунок	Значение тока КЗ, кА	Схема замещения, рисунок	Значение тока КЗ, кА	
1	2	3	4	5	6	7
Линия W1	1	3.5	30,4	3.5	26,3	
	3	3.5	12,9	3.5	11,2	
	7	3.5	4,98	3.5	4,33	
	2	3.4	10,1	3.4	8,79	
	5	3.5	9,9	3.5	8,6	
	6	3.5	4,5	3.5	3,92	
Линия W2	1	3.3	30,4	3.3	26,3	
	2	3.3	13,8	3.3	12	
	8	3.3	5,1	3.3	4,44	
	4	3.6	10,3	3.6	8,96	
Линия W3 (подстанция №2)	2	3.6	13,8	3.6	12	
	4	3.6	10,3	3.6	8,96	
	5	3.6	8,2	3.6	7,13	
	6	3.6	4,13	3.6	3,59	
Линия W3 (подстанция №3)	7	3.6	4,53	3.6	3,94	
	4	3.4	12,9	3.4	11,2	
	2	3.4	9,79	3.4	8,5	
Трансформатор T1	8	3.4	4,46	3.4	3,88	
	2	3.3	13,8	3.4	8,5	
	8	3.3	5,1	3.4	3,83	
	9	3.3	1	3.4	0,84	
Линия W4	13	3.3	0,46	3.4	0,39	
	4	3.5	12,9	3.6	8,96	
	5	3.5	9,9	3.6	7,13	
Трансформатор T2	6	3.5	4,5	3.6	3,59	
	3	3.5	12,9	3.6	8,96	
	7	3.5	4,98	3.6	3,94	
Линия W5 (подстанция №4)	6	3.5	2,04	3.6	1,7	
	6	3.5	4,5	3.6	3,59	
Линия W5 (подстанция №3)	7	3.5	1,95	3.6	1,62	
	7	3.5	4,98	3.6	3,94	
	6	3.5	2,04	3.6	1,7	

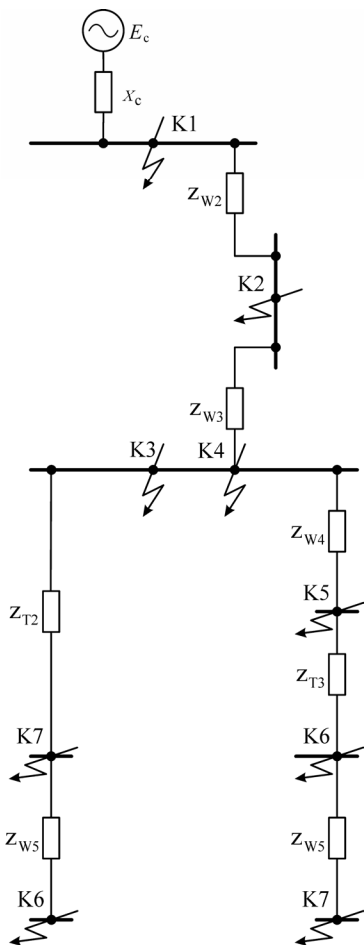


Рис. 3.5

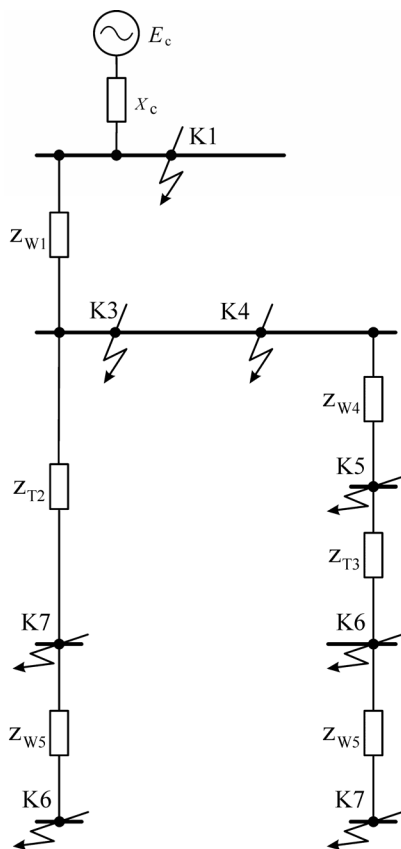


Рис. 3.6

3.4. Выбор защит и расчет их уставок

3.4.1. Защита трансформаторов T4, T5, T6

Трансформаторы 10/0,4 кВ мощностью до 0,63 МВ·А подключаются к электрической сети через предохранители. Предохранители для трансформаторов выбираются по следующим условиям:

1. Номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению сети.

2. Номинальный ток предохранителя должен быть больше максимального рабочего тока трансформатора.

3. Номинальный ток отключения предохранителя должен быть больше максимального тока КЗ в месте установки предохранителя.

4. Предохранитель не должен срабатывать при бросках тока намагничивания при подключении трансформатора к питающей сети в режиме холостого хода.

Первому условию удовлетворяют предохранители типа ПКТ.

Максимальные рабочие токи трансформаторов, А, определяются с учетом допустимой перегрузки:

$$I_{\text{раб max T4}} = k_{\text{пер}} I_{\text{ном T4}}; \quad I_{\text{раб max T4}} = k_{\text{пер}} I_{\text{ном T5}};$$

$$I_{\text{раб max T4}} = k_{\text{пер}} I_{\text{ном T6}}.$$

Здесь $I_{\text{ном T4}} = S_{\text{ном T4}} / (U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}) = 36,4$.

$I_{\text{ном T5}} = I_{\text{ном T6}} = S_{\text{ном T5}} / (U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}) = 23,1$ – номинальные токи трансформаторов Т4, Т5, Т6 соответственно; $k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов (для большинства отечественных трансформаторов допускается перегрузка до 40% номинальной мощности, поэтому можно принять $k_{\text{пер}} = 1,4$).

Тогда $I_{\text{раб max T4}} = 50,9$; $I_{\text{раб max T5}} = I_{\text{раб max T6}} = 32,3$.

Для отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора необходимо иметь номинальный ток плавкой вставки в 1,5...2 раза больше номинального тока трансформатора [3].

Учитывая это, для защиты трансформатора Т4 можно выбрать предохранители типа ПКТ-10 с номинальным током 80 А, а для защиты трансформаторов Т5 и Т6 – ПКТ-10 с номинальным током 50 А.

Максимальные токи КЗ в местах установки предохранителей не превышают 1,3 кА, поэтому можно выбрать предохранители с номинальным током отключения 12,5 кА.

Следует отметить, что сделанный выбор соответствует рекомендациям проектных и эксплуатирующих предприятий [4].

3.4.2. Защита, устанавливаемая на магистральной воздушной линии W6

В соответствии с рекомендациями [12] для выявления междуфазных замыканий на магистральной линии 10 кВ W6–W8 в начале линии на подстанции №2 устанавливается ступенчатая токовая защита, выполненная на основе реле типа РТ-40. Первая ступень – селективная токовая отсечка без выдержки времени срабатывания, а вторая – МТЗ.

Для выявления однофазных замыканий на землю, которые могут возникнуть на линиях W6–W8, на подстанции № 2 – предусматривается установка устройства контроля изоляции сети 10 кВ [4]. Режимы работы потребителей, присоединенных к шинам 10 кВ этой подстанции, должны допускать отключение питания для поиска поврежденного присоединения при срабатывании устройства контроля изоляции.

Выбирается ток срабатывания (первичный) первой ступени защиты (селективной токовой отсечки).

По условию отстройки от токов КЗ в конце первого участка магистральной линии (W6) в месте присоединения трансформатора Т4, А:

$$I_{CЗ\ W6-1} = k_3 \cdot I_{K\ max\ W6\ K9}^{(3)} = 1,2 \cdot 1300 = 1560,$$

где k_3 – коэффициент запаса.

По условию отстройки от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, присоединенных к линиям W6–W8 [2], А:

$$\begin{aligned} I_{CЗ\ W6-1} &\geq (3...5)(I_{ном\ T4} + I_{ном\ T5} + I_{ном\ T6}) = \\ &= (3...5)(36,4 + 23,1 + 23,1) = (247,8...413) . \end{aligned}$$

Значение тока, полученное по первому условию (1560 А), удовлетворяет требованию отстройки от броска тока намагничивания (не менее 413 А). Поэтому $I_{CЗ\ W6-1}$ следует принять равным 1560 А.

Оценка протяженности зоны, контролируемой первой ступенью защиты, производится графическим методом. Для этого строится график зависимости токов КЗ от расстояния (от начала линии W6) до места КЗ (рис. 3.7). Кроме того, наносится прямая, изображающая ток срабатывания первой ступени защиты.

Зона, контролируемая первой ступенью защиты, составляет 30% суммарной длины магистральной линии W6–W8. Учитывая удаленность этой линии от источника питания и сравнительно

небольшие значения токов КЗ при повреждениях, можно считать первую ступень защиты достаточно эффективной. В этих условиях защиту в целом можно выполнить двухступенчатой.

Выбираются уставки следующей ступени защиты – МТЗ. По току она отстраивается от максимального рабочего тока в контролируемой линии, А:

$$I_{\text{СЗ W6-МТЗ}} \geq \frac{k_3 k_{\text{сзап}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб max W6}} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} 82,6 = 140.$$

Здесь k_3 – коэффициент запаса ($k_3=1,2$); $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата ($k_{\text{в}}=0,85$); $k_{\text{сзап}}$ – коэффициент самозапуска для нагрузок линии W6 (в исходных данных нет сведений о процессах самозапуска в нагрузках линии W6, поэтому, не исключая полностью возможность самозапуска электродвигателей в этих нагрузках, можно принять $k_{\text{сзап}}=1,2$).

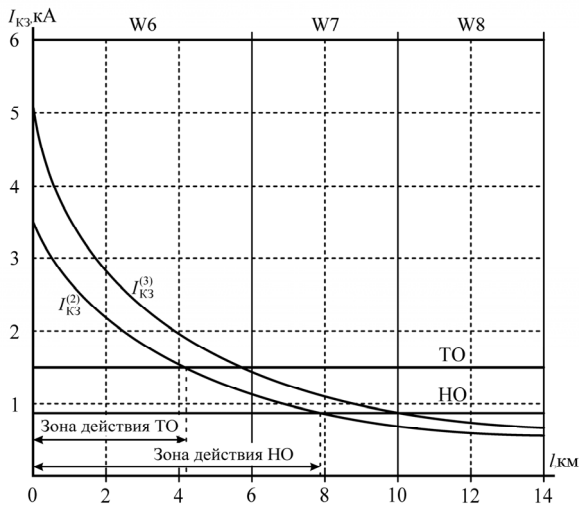


Рис. 3.7

Выдержка времени срабатывания ступени МТЗ определяется по условию согласования с предохранителями. Для этого необходимо использовать графический метод, т.к. времятоковые характеристики предохранителей приводятся в справочниках только в виде графиков. По справочным

данным (прил. 2, 3) строятся расчетные характеристики предохранителей (смещенные по оси токов вправо на 20%), выбранных для трансформаторов Т4...Т6 (рис. 3.8). Границы характеристик предохранителей соответствуют значениям максимальных токов в расчетных точках К9 и К11. Характеристика предохранителя F1 показана до значения тока 1300 А, а F2 и F3 – до 890 А.

Как видно на рис. 3.8, при предварительно выбранном токе срабатывания МТЗ (140 А) время срабатывания защиты должно быть чрезмерно большим, чтобы обеспечивалась селективность действия защиты и предохранителей. Для их согласования при приемлемых выдержках времени срабатывания необходимо увеличить ток срабатывания ступени МТЗ. Даже при максимальном токе срабатывания по условиям чувствительности в режиме основного действия (370 А) её выдержка времени срабатывания должна быть не менее 5,5 с. Иногда это недопустимо по условиям термической устойчивости оборудования.

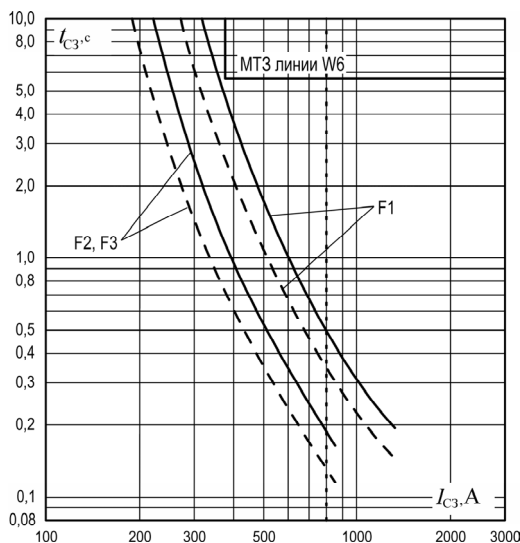


Рис. 3.8

В этих условиях защиту, устанавливаемую на линии W6, целесообразно выполнить трехступенчатой. Правила устройства электроустановок это не запрещают [12]. Первая ступень – се-

лективная токовая отсечка (ток срабатывания определен); вторая – неселективная токовая отсечка с выдержкой времени срабатывания; третья – МТЗ.

Выбираются уставки второй ступени защиты.

Ток срабатывания второй ступени защиты определяется по условию ограничения контролируемой зоны в пределах магистральной линии W6–W8, А:

$$I_{C3\ W6-2} = k_3 I_{K\ max\ W6\ K13}^{(3)} = 1,2 \cdot 670 = 804.$$

Здесь $I_{K\ max\ W6\ K13}^{(3)}$ – максимальный ток КЗ в конце контролируемой зоны (в конце участка W8).

При этом значение тока (804 А) расчетное время срабатывания предохранителя трансформатора Т4 составляет 0,5 с (см. рис. 3.8). Поэтому с целью обеспечения селективной работы второй ступени защиты и предохранителей, можно выбрать время тока срабатывания второй ступени 1 с (ступень селективности 0,5 с).

С учетом ограничений по чувствительности защиты в режиме основного действия можно выбрать ток срабатывания третьей ступени защиты (МТЗ), А: $I_{C3\ W6-3} = 370$, а время срабатывания, с: $t_{C3\ W6-3} = 5,5$.

Выбираются трансформаторы тока для линии W6. Целесообразно выбрать ТТ с номинальным первичным током, превышающим максимальный рабочий ток в линии (82,6 А) в 2-3 раза. Пусть будут выбраны ТТ типа ТПЛ-10 класса Р с коэффициентом трансформации 200/5 и общая схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда – неполная звезда».

Выбираются реле и определяются параметры их срабатывания.

Ток срабатывания реле тока первой ступени, А:

$$I_{cp\ W6-1} \geq \frac{k_{cx}}{k_{TA}} I_{C3\ W6-1} = \frac{1 \cdot 5}{200} 1560 = 39.$$

Выбирается реле РТ-40/50, в диапазон уставок которого входит расчетное значение тока срабатывания 39 А при параллельном соединении катушек реле.

Ток срабатывания реле тока второй ступени, А:

$$I_{\text{ср W6-2}} \geq \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТА}}} I_{\text{C3 W6-2}} = \frac{1 \cdot 5}{200} 804 = 20,1.$$

Выбирается реле РТ-40/50, в диапазон уставок которого входит расчетное значение тока срабатывания 20,1 А при последовательном соединении катушек реле.

Ток срабатывания реле тока третьей ступени, А:

$$I_{\text{ср W6-3}} \geq \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТА}}} I_{\text{C3 W6-3}} = \frac{1 \cdot 5}{200} 370 = 9,3.$$

Выбирается реле РТ-40/20, в диапазон уставок которого входит расчетное значение тока срабатывания 9,3 А при последовательном соединении катушек реле.

Оценивается чувствительность защиты. Для первой и второй ступеней показателем чувствительности является протяженность контролируемой зоны. Протяженности этих зон определяются графическим методом и составляют 30 и 50% длины магистральной линии соответственно. Значения показателей дают основание считать первую и вторую ступени защиты достаточно чувствительными.

Коэффициент чувствительности третьей ступени защиты в режиме основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{K min W6 K13}}^{(2)} / I_{\text{C3 W6-2}} = 560 / 370 = 1,51 > 1,5.$$

Здесь $I_{\text{K min W6 K13}}^{(2)}$ – значение минимального тока КЗ при повреждении в конце контролируемой магистральной линии W6-W8.

Чувствительность МТЗ в режиме резервного действия оценивается по минимальному току КЗ при повреждении за трансформатором Т6 на зажимах обмотки низкого напряжения ($I_{\text{K min W6 K14}}^{(2)}$):

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{K min W6 K14}}^{(2)} / I_{\text{C3}} = 210 / 370 = 0,57.$$

Как видно, коэффициент чувствительности в режиме основного действия имеет значение больше 1, а в режиме резервного действия меньше 1. Это означает, что защита, установленная в начале магистральной линии, не может выполнять функции резервной защиты трансформаторов Т4...Т6.

В этих условиях для резервирования основных защит трансформаторов Т4...Т6 (предохранителей) необходимо применение специальной резервной защиты или изменение параметров электрической сети. Однако реально допускается эксплуатация подобных электрических сетей без резервирования защит (рис. 3.9).

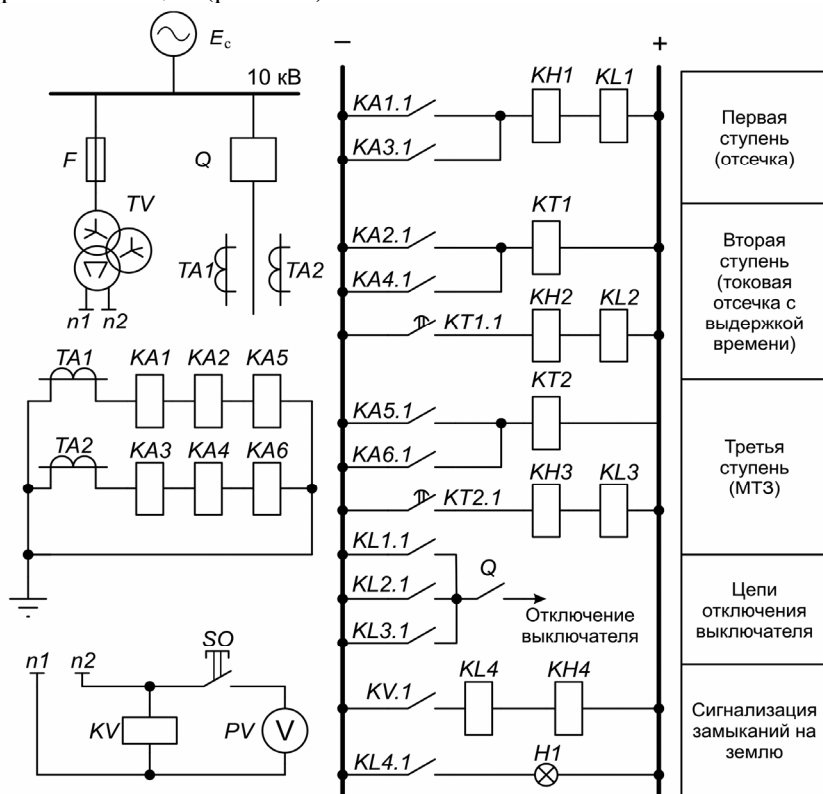


Рис. 3.9

Выбираются вспомогательные реле (их основные параметры (прил. 6), а более полная информация содержится в справочнике [13]).

Реле времени для второй и третьей ступеней защиты – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Производится проверка трансформаторов тока. Для этого определяется максимальная кратность расчетного первичного тока по отношению к номинальному первичному току ТТ:

$$k_{10} = I_{1 \text{ расч}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 I_{\text{СЗ W6-1}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 \times 1560 / 200 = 8,5.$$

Здесь $I_{1 \text{ расч}} = 1,1 \times I_{\text{СЗ W6-1}}$ и $I_{1 \text{ ном ТТ}}$ – расчетный ток при реализации защиты на реле серии РТ-40 на постоянном оперативном токе и номинальный первичный ток ТТ.

По кривой предельных кратностей k_{10} определяется максимальная допустимая вторичная нагрузка ТТ (полное сопротивление), при которой полная погрешность ТТ не превышает 10%. Для ТТ ТПЛ-10 200/5 максимальное допустимое сопротивление нагрузки 1,2 Ом (прил. 5).

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 r_{\text{пр}} + 2 Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/20}} + r_{\text{пер}}.$$

Здесь $Z_{\text{РТ-40}} = S_{\text{р}} / I_{\text{ср min}}^2$ – сопротивление реле РТ-40 при минимальной уставке; $S_{\text{р}}$ и $I_{\text{ср min}}$ – расчётная мощность реле, В·А, и минимальный ток срабатывания реле, А (для реле РТ-40/50 $S_{\text{р}} = 0,8$, $I_{\text{ср min}} = 12,5$; для реле РТ-40/20 $S_{\text{р}} = 0,5$, $I_{\text{ср min}} = 5$; $r_{\text{пр}}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле, Ом (можно принять $r_{\text{пр}} = 0,05$); $r_{\text{пер}}$ – активное сопротивление переходных контактов, Ом (можно принять $r_{\text{пер}} = 0,1$).

Значение расчетного наибольшего сопротивления, Ом:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (5)^2 + 0,1 = 0,23.$$

Это значение (0,23 Ом) меньше допустимого (1,2 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W6, соответствует требованиям, при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10%.

Таким образом, решения, принятые при выборе схемы защиты, ТТ и реле, можно считать приемлемыми.

3.4.3. Защиты, устанавливаемые на трансформаторе Т1 35/10 кВ

В соответствии с требованиями [12] на трансформаторах 35/10 кВ мощностью 10000 кВ·А должны быть установлены следующие защиты:

1. Газовая защита для выявления повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и понижения уровня масла.

2. Продольная дифференциальная токовая защита для выявления внутренних повреждений и повреждений на выводах.

3. Максимальная токовая защита для выявления внешних КЗ.

4. Максимальная токовая защита для выявления перегрузок.

Выбирается газовая защита на основе реле типа РГЧЗ-66, установленного заводом-изготовителем трансформатора. В защите используются контакты первой (на сигнал) и второй (на отключение) ступеней защиты.

Определяются величины для уставок дифференциальной защиты, устанавливаемой на трансформаторе Т1, и их значения (табл. 3.7) и средние значения первичных и вторичных номинальных токов в плечах защиты (табл. 3.8).

Таблица 3.7

Наименование величины	Числовое значение величины
Максимальный сквозной ток при трёхфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внешней стороны), кА, приведённый к стороне НН (10 кВ), $I_{K \max T1 K8}^{(3)}$	5,1
Максимальный сквозной ток при трёхфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внешней стороны), кА, приведённый к стороне ВН (35 кВ), $I_{K \max T1 K8(35)}^{(3)}$	$\frac{5,1}{35/10} = 1,46$
Минимальный ток при двухфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внутренней стороны), кА, приведённый к стороне НН (10 кВ), $I_{K \min T1 K8}^{(2)}$	3,83
Минимальный ток при двухфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внутренней стороны), кА, приведённый к стороне ВН (35 кВ), $I_{K \min T1 K8(35)}^{(2)}$	$\frac{3,83}{35/10} = 1,09$

Проверяется возможность использования дифференциальной токовой отсечки на основе реле РТ-40.

Определяется первичный ток небаланса:

$$I_{\text{нб}} = (k_{\text{апер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}) I_{\text{К max T1 K8}}^{(3)}$$

Таблица 3.8

Наименование величины	Числовое значение для стороны	
	35 кВ	10 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора $I_{1\text{ВН}}, I_{1\text{НН}}, \text{А}$	$\frac{10000}{35\sqrt{3}} = 165$	$\frac{10000}{10\sqrt{3}} = 577,4$
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока $k_{\text{ТАВН}}, k_{\text{ТАНН}}$	$\frac{400}{5}$	$\frac{800}{5}$
Схема соединения трансформаторов тока	Δ	Y
Коэффициент схемы $K_{\text{схВН}}, k_{\text{схНН}}$	$\sqrt{3}$	1
Вторичные токи в плечах защиты $I_{2\text{ВН}}, I_{2\text{НН}}, \text{А}$	$\frac{165\sqrt{3}}{400/5} = 3,57$	$\frac{577,4 \cdot 1}{800/5} = 3,6$

Здесь $k_{\text{апер}}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей тока КЗ ($k_{\text{апер}} = 2$ для дифференциальной токовой отсечки); $k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ($k_{\text{одн}} = 1$); ε – максимальная допустимая погрешность трансформаторов тока ($\varepsilon = 0,1$); $\Delta U_{\text{рег}}$ – диапазон регулирования коэффициента трансформации трансформатора; $\Delta f_{\text{выр}}$ – относительное значение составляющей тока небаланса от неточности выравнивания вторичных токов в плечах

$$\text{защиты } (\Delta f_{\text{выр}} = \frac{I_{2\text{НН}} - I_{2\text{ВН}}}{I_{2\text{НН}}}).$$

Определяется максимальное значение первичного тока небаланса, А, приведенного к стороне 10 кВ:

$$I_{\text{нб}} = \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09 + \left| \frac{3,6 - 3,57}{3,6} \right| \right) 5100 = 1521.$$

Определяется значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{C3} = k_3 I_{нб} = 1,3 \cdot 1521 = 1977.$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания, А:

$$I_{C3} = (3...4)I_{IHH} = (1732...2309).$$

Выбрано значение $I_{C3} = 2309$ А.

Проверяется чувствительность защиты. Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р min}}}{I_{\text{ср}}} = \frac{23,9}{14,4} = 1,7,$$

где $I_{\text{р min}}$ – ток в реле на стороне 10 кВ, соответствующий минимально возможному току КЗ, при котором дифференциальная защита должна срабатывать, А:

$$I_{\text{р min}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{К min T1 K8}}^{(2)}}{k_{\text{Т}}} = 1 \frac{3830}{800/5} = 23,9; I_{\text{ср}} – \text{ток срабатывания ре-}$$

$$\text{ле, А: } I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{C3}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{1 \cdot 2309}{800/5} = 14,4.$$

Как видно, значение коэффициента чувствительности меньше допустимого ($k_{\text{ч}} < 2$). Поэтому простая токовая дифференциальная отсечка не может быть использована.

Проверяется возможность использования дифференциальной защиты с насыщающимися промежуточными трансформаторами без торможения (на основе реле РНТ-565).

Определяется максимальное значение первичного тока небаланса, А, приведенное к стороне 35 кВ (при предварительных расчетах принимается $\Delta f_{\text{выр}} = 0$):

$$I_{\text{нб}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09)1460 = 277.$$

Здесь значение $k_{\text{апер}} = 1$, т.к. в реле РНТ-565 влияние аperiodических составляющих в первичном токе на ток небаланса значительно снижено за счет насыщающихся промежуточных трансформаторов тока.

Значение первичного тока срабатывания защиты (приведенное к стороне 35 кВ), А, по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{C3} = 1,3 \cdot 277 = 360.$$

По условию отстройки от броска тока намагничивания при включении, А:

$$I_{C3} = k_{отст} I_{1BH} = 1,3 \cdot 165 = 215.$$

Здесь $k_{отст}$ – коэффициент отстройки защиты от броска тока намагничивания (при выполнении защиты на реле РНТ-565 принимается равным 1,3 [4]).

Оба условия будут выполнены, если принять I_{C3} равным 360 А (218 % среднего номинального тока трансформатора).

Проверяется чувствительность. Коэффициент чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{p min}}}{I_{\text{ср ВН}}} = \frac{23,6}{7,8} = 3,02 > 2.$$

Здесь $I_{\text{ср ВН}}$ – ток срабатывания реле на стороне ВН 35 кВ;

$$I_{\text{ср ВН}} = \frac{k_{\text{сх ВН}} I_{C3 \text{ ВН}}}{k_{\text{ТА ВН}}} = \frac{360 \sqrt{3}}{400/5} = 7,8; \quad I_{\text{p min}} - \text{ток в реле на стороне}$$

ВН 35 кВ, А, соответствующий минимальному току КЗ, при котором дифференциальная защита должна срабатывать.

$$I_{\text{p min}} = \frac{k_{\text{сх ВН}} I_{\text{К min T1 K8(35)}}^{(2)}}{k_{\text{ТА ВН}}} = \sqrt{3} \frac{1090}{400/5} = 23,6.$$

Требования по чувствительности при предварительных данных выполняются.

Определяется число витков обмоток реле (табл. 3.9).

Плечо защиты с большим вторичным током (сторона 10 кВ) можно принять за основную сторону и подключить к рабочей (дифференциальной) обмотке реле. Однако подключение может быть произведено только к уравнильным обмоткам реле (рис. 3.10).

Чувствительность дифференциальной защиты можно повысить, если ее выполнить с торможением на реле типа ДЗТ-11.

Таблица 3.9

Величина	Числовое значение
Предварительное значение тока срабатывания реле, А, на стороне ВН $I_{\text{ср ВН}}$	7,8
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $w_{\text{ВН расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср ВН}}}$, где $F_{\text{ср}} = 100$ – МДС срабатывания реле серии РНТ-560, А	$\frac{100}{7,8} = 12,82$

Окончание табл. 3.9

Величина	Численное значение
Выбранное (ближайшее меньшее) число витков $w_{ВН}$	12
Ток срабатывания реле, А, с учётом выбранного числа витков: $I_{ср\ ВН} = \frac{F_{ср}}{w_{ВН}}$	$\frac{100}{12} = 8,33$
Первичный ток срабатывания защиты на стороне ВН, А: $I_{СЗ\ ВН} = I_{ср\ ВН} \cdot \frac{k_{ТА\ ВН}}{k_{сх\ ВН}}$	$8,33 \frac{400/5}{\sqrt{3}} = 385,2$
Первичный ток срабатывания защиты, $I_{СЗ\ НН}$, приведённый к стороне НН, А	$385,2 \frac{35}{10} = 1348,2$
Расчетное число витков обмотки реле на стороне НН, А: $w_{НН\ расч} = w_{ВН} \frac{I_{2ВН}}{I_{2НН}}$	$12 \frac{3,57}{3,6} = 11,9$
Выбранное (ближайшее целое) число витков $w_{НН}$	12
Составляющая тока небаланса, А, от неточного выравнивания МДС обмоток дифференциального реле	$\left \frac{11,9 - 12}{12} \right 1460 = 12,2$
Ток небаланса, А, с учётом третьей составляющей $I_{нб}$	$277 + 12,2 = 289,2$
Ток срабатывания защиты на стороне ВН, А, с учётом уточнённого значения тока небаланса $I_{СЗ\ ВН}$	$1,3 \cdot 289,2 = 375,96$
Ток срабатывания реле при уточненном значении тока небаланса, А: $I_{ср\ ВН} = \frac{k_{сх\ ВН} I_{СЗ\ ВН}}{k_{ТА\ ВН}}$	$\frac{375,96 \sqrt{3}}{400/5} = 8,13$
Минимальное значение коэффициента чувствительности при уточненных параметрах: $k_{\chi} = \frac{I_{p\ min}}{I_{ср\ ВН}}$	$\frac{23,6}{8,13} = 2,9 > 2$

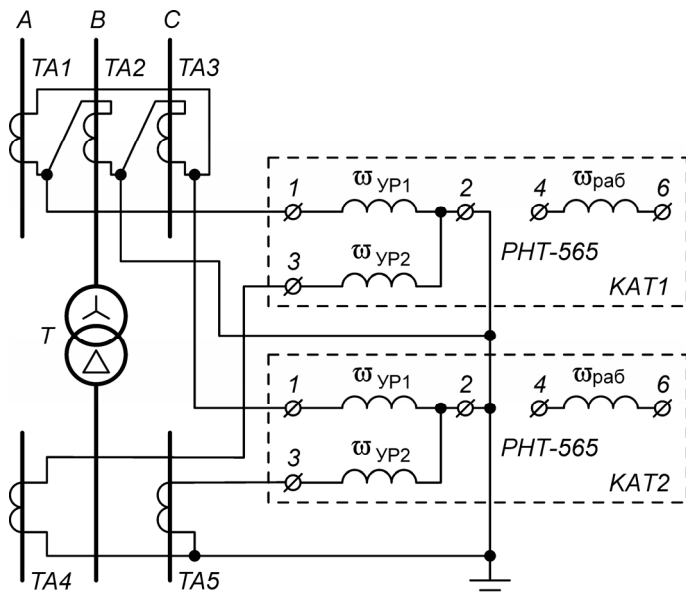


Рис. 3.10

Определяются параметры дифференциальной защиты с торможением.

Первичный ток небаланса, A , приведенный к стороне 35 кВ, без учёта третьей составляющей тока небаланса, обусловленной неточностью выравнивания МДС плеч защиты:

$$I_{\text{нб}} = (k_{\text{апер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}}) I_{\text{К max T1 K8(35)}}^{(3)}.$$

$$I_{\text{нб}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) 1460 = 277.$$

Ток срабатывания защиты, A , выбирается только по условию отстройки от броска тока намагничивания при минимальном коэффициенте трансформации силового трансформатора, соответствующем крайнему положению регулятора:

$$I_{\text{сз вн}} = 1,5 I_{\text{1ВН}}.$$

$$I_{\text{сз вн}} = 1,5 \frac{10000}{35(1 - 0,09)\sqrt{3}} = 272.$$

Определяются числа витков обмоток реле ДЗТ (табл. 3.10).

Таблица 3.10

Величина	Числовое значение
Ток срабатывания реле $I_{ср\ ВН}$, А, на стороне ВН	$\frac{272\sqrt{3}}{400/5} = 5,9$
Расчетное число витков $w_{ВН\ расч}$ обмотки реле на стороне ВН	$\frac{100}{5,9} = 16,9$
Выбранное (ближайшее целое) число витков $w_{ВН}$	17
Ток срабатывания реле $I_{ср\ ВН}$, А, с учётом принятого числа витков	$\frac{100}{17} = 5,9$
Ток срабатывания защиты $I_{ср\ ВН}$, А, на стороне ВН	$5,9 \frac{400/5}{\sqrt{3}} = 273$
Ток срабатывания защиты $I_{сз\ НН}$, А, приведённый к стороне НН	$273 \frac{35(1 - 0,09)}{10} = 869,5$
Расчетное число витков, $w_{НН\ расч}$ обмотки реле на стороне НН	$17 \frac{3,57}{3,6} = 16,86$
Выбирается (ближайшее целое) число витков $w_{НН}$	17
Третья составляющая тока небаланса, А	$\left \frac{16,86 - 17}{16,86} \right 1460 = 12,3$
Ток небаланса с учётом третьей составляющей $I_{нб}$	$277 + 12,3 = 289,3$
Выбирается число витков уравнительной обмотки $w_{у\ ур\ 1} = w_{НН}$ на стороне НН	17
Выбирается число витков уравнительной обмотки $w_{у\ ур\ 2} = w_{ВН}$ на стороне ВН	17
Абсолютная погрешность выравнивания МДС обмоток в плечах защиты ΔF , А	$\left 17 \cdot 3,6 - 17 \cdot 3,57 \right = 0,5 \text{ А} \ll 100$

Схема включения обмоток реле показана на рис. 3.11.

Определяется число витков тормозной обмотки реле ДЗТ, необходимое для того, чтобы реле не срабатывало при максимальном сквозном токе. Тормозная обмотка включается в плечо защиты на стороне НН 10 кВ.

Расчетное число витков тормозной обмотки:

$$w_T \geq \frac{k_3 I_{\text{нб НН}} w_p}{I_{K \max T1 K8} \operatorname{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 882 \cdot 17}{5100 \cdot 0,87} = 5.$$

Здесь $I_{\text{нб}}$ – ток небаланса, приведенный к стороне ВН 35 кВ с использованием минимального коэффициента трансформации силового трансформатора, А:

$$I_{\text{нб НН}} = I_{\text{нб ВН}} \left(\frac{U_{\text{ВН}} (1 - \Delta U)}{U_{\text{НН}}} \right) = 277 \left(\frac{35(1 - 0,09)}{10} \right) = 882;$$

w_p – расчетное число витков рабочей обмотки в плече защиты, где включена тормозная обмотка; $w_p = 17$; $\operatorname{tg} \alpha$ – тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к тормозной характеристике реле [4] (для реле ДЗТ-11 $\operatorname{tg} \alpha = 0,87$); k_3 – коэффициент запаса (можно принять равным 1,5).

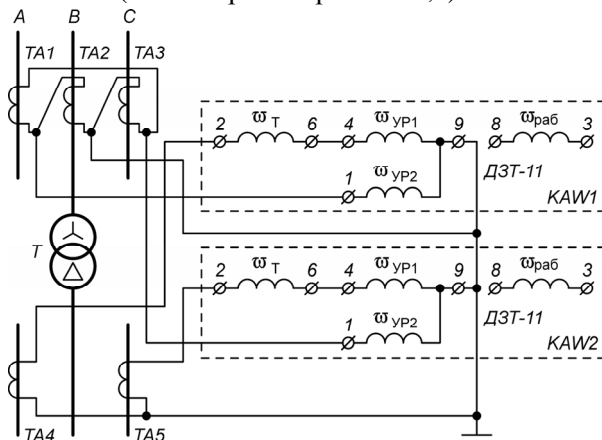


Рис.3.11

Выбирается $w_T = 5$ (в тормозной обмотке реле ДЗТ-11 может быть установлено только следующее число витков: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24) [4].

Проверяется чувствительность защиты. Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{п min}}}{I_{\text{ср}}} = \frac{23,6}{5,9} = 4.$$

Здесь $I_{p \min}$ – ток в реле на стороне ВН 35 кВ, соответствующий минимальному току КЗ, при котором дифференциальная защита должна срабатывать, А; $I_{p \min}=23,6$; I_{cp} – ток срабатывания реле.

Как видно, $k_{\alpha} > 2$ и можно констатировать, что дифференциальная защита трансформатора Т1 на основе реле ДЗТ-11 удовлетворяет требованиям к чувствительности и чувствительность её выше, чем на реле РНТ-565.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора Т1 для выявления внешних КЗ определяется по условиям отстройки от токов в максимальных рабочих режимах и от токов самозапуска, возникающих в послеаварийном режиме в обмотках трансформатора Т1:

$$I_{\text{сзап Т1}} \geq I_{\text{раб max Т1}};$$

$$I_{\text{сзап Т1}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{сзап Т1}};$$

где $I_{\text{раб max Т1}}$ и $I_{\text{сзап Т1}}$ – максимальный рабочий ток и максимальный ток самозапуска в послеаварийном режиме в обмотке ВН трансформатора соответственно; k_3 и k_B – коэффициент запаса и возврата соответственно.

Максимальный рабочий ток трансформатора, А:

$$I_{\text{раб max Т1}} = k_{\text{пер}} I_{\text{ном Т1}} = 1,4 \cdot 165 = 231.$$

Здесь $k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора (можно принять $k_{\text{пер}} = 1,4$).

Максимальный ток самозапуска в обмотке трансформатора Т1 возникает в послеаварийном режиме после отключения защиты линии W6 и восстановления напряжения на шинах 10 кВ подстанции №2. Этот ток самозапуска обусловлен электродвигателями в нагрузках Н1 и Н2:

$$I_{\text{сзап Т1}} = k_{\text{сз Н1}} \frac{S_{\text{Н1}}}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}} + k_{\text{сз Н2}} \frac{S_{\text{Н2}}}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}}.$$

Здесь $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение кВ; (для стороны ВН трансформатора $U_{\text{ном}} = 35$); $k_{\text{сз Н1}}$ и $k_{\text{сз Н2}}$ – коэффициенты самозапуска для нагрузок Н1 и Н2 соответственно.

Ток самозапуска на стороне 35 кВ трансформатора, А:

$$I_{\text{сзп Т1}} = \frac{2,8 \cdot 3000}{35\sqrt{3}} + \frac{2,54 \cdot 2700}{35\sqrt{3}} = 252.$$

Оба указанных условия выполняются, если ток срабатывания, А:

$$I_{\text{сз Т1}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{сзп Т1}} = \frac{1,2}{0,85} 252 = 356.$$

Кроме того, МТЗ от внешних КЗ должна быть согласована с защитами, установленными на линии W6 и на линиях, отходящих к нагрузкам Н1 и Н2, по току и по времени:

$$I_{\text{сз Т1}} = k_{\text{отст}} I_{\text{сз W6-3}} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}; t_{\text{сз Т1}} = t_{\text{сз W6-3}} + \Delta t.$$

Здесь $k_{\text{отст}}$ – коэффициент отстройки; $k_{\text{отст}} = 1,1$; Δt – ступень селективности, с; $\Delta t = 0,5$.

По условию согласования тока срабатывания, А, время срабатывания, с:

$$I_{\text{сз Т1}} = 1,1 \cdot 370 \cdot 10 / 35 = 116; t_{\text{сз Т1}} = 5,5 + 0,5 = 6.$$

С учетом этого выбираются ток срабатывания, А, и время, с:

$$I_{\text{сз Т1}} = 356; t_{\text{сз Т1}} = 5,5 + 0,5 = 6.$$

Ток срабатывания реле МТЗ от внешних КЗ (РТ-40 при схеме соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда – неполная звезда»), А:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз Т1}}}{k_{\text{ТА}}} = 356 / 80 = 4,45.$$

Выбирается реле РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 до 10 А.

Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ за трансформатором:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{К min Т1 К8 ВН}}^{(2)} / I_{\text{сз Т1}} = 1090 / 356 = 3,1 > 1,5.$$

Требование к чувствительности выполняется.

Выбираются вспомогательные реле [13]:

реле времени для МТЗ от внешних КЗ – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В;

промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В;

указательные реле – РУ-21/0,01.

Выбираются параметры максимальной токовой защиты трансформатора Т1 от перегрузки.

Первичный ток срабатывания, А, определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН 35 кВ, где установлена защита:

$$I_{\text{сзап Т1}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{ном Т1}} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 165 = 203,8,$$

где k_3 – коэффициент запаса (принимается равным 1,05).

Защита подключена к тем же ТТ, что и МТЗ от внешних КЗ.

Ток срабатывания реле РТ-40, А:

$$I_{\text{срП Т1}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{сзап Т1}}}{k_{\text{ТА}}} = 203,8/80 = 2,5.$$

Выбирается реле РТ-40/6.

Выдержка времени защиты от перегрузки, с, должна быть согласована с выдержками времени МТЗ, установленных на всех присоединениях к шине 10 кВ трансформатора (так же как и МТЗ от внешних КЗ):

$$t_{\text{сзап Т1}} = t_{\text{сЗ Т1}} = 6.$$

Реле времени для МТЗ от перегрузок – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Схема защиты трансформатора Т1 с дифференциальной защитой на основе реле ДЗТ-11 (рис. 3.12): схемы силовых и вторичных цепей (рис. 3.12 а), схема оперативных цепей защиты (рис. 3.12 б).

3.4.4. Защита линии W5

На линии 10 кВ W5 должны быть установлены отдельные токовые направленные двухступенчатые защиты со стороны подстанций № 3 и 4.

Ток срабатывания селективной токовой отсечки на подстанции № 4 (первой ступени защиты) выбирается по условию отстройки от максимального тока КЗ в конце линии W5 в расчетной точке К7 при питании со стороны подстанции № 4, А:

$$I_{\text{CЗ W54-1}} \geq k_3 I_{\text{К max W54 K7}}^{(3)} = 1,2 \cdot 1950 = 2340.$$

Кривые изменения значений токов КЗ в месте установки защиты на подстанции №4 зависят от удаленности места КЗ от места установки защиты (рис. 3.13, а). Зона действия первой ступени защиты, определенная по этим кривым, составляет не менее 40% длины линии, что позволяет считать первую ступень защиты достаточно эффективной.

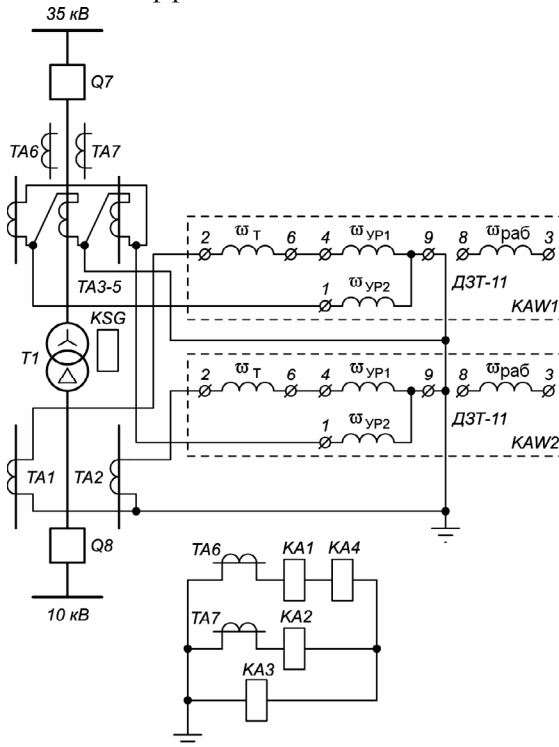


Рис. 3.12 а

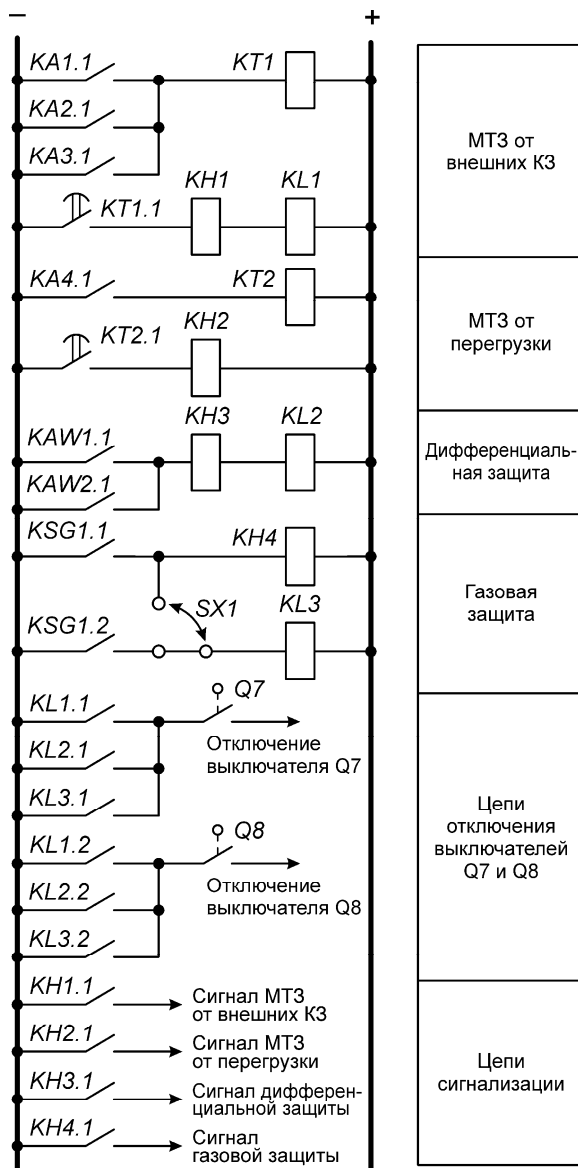


Рис. 3.12 б

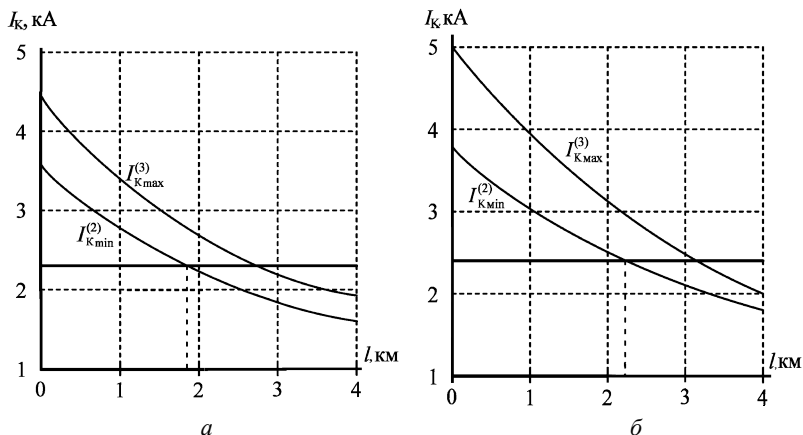


Рис. 3.13

Трансформаторы тока для релейной защиты на линии W5 (подстанция №4) – типа ТПЛ-10 класса Р с коэффициентом трансформации 400/5. Схема соединения вторичных обмоток ТА и катушек реле – «неполная звезда – неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени защиты, А:

$$I_{\text{ср W54-1}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{СЗ W54-1}}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{1 \cdot 2340}{80} = 29,3.$$

Выбирается реле РТ-40/50 с диапазоном уставок от 12,5 А до 50 А.

Вторая ступень защиты – МТЗ. Её ток срабатывания выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние при токе самозапуска в линии W5 после восстановления питания на шинах 10 кВ подстанции №3 устройством АВР, А:

$$I_{\text{СЗ W54-2}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{сзап W54}} = \frac{1,2}{0,85} \left(\frac{2,3 \cdot 3500}{10\sqrt{3}} \right) = 657.$$

Здесь $I_{\text{сзап W54}}$ – ток в линии W5 при самозапуске электродвигателей в нагрузке НЗ $\left(I_{\text{сзап W54}} = \frac{k_{\text{СЗ НЗ}} \cdot S_{\text{НЗ}}}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}} \right)$; $k_{\text{сзап НЗ}}$ – коэффициент самозапуска для нагрузки НЗ.

Ток срабатывания реле второй ступени, А:

$$I_{\text{ср } W54-2} = k_{\text{сх}} I_{\text{C3 } W54-2} / k_{\text{ТА}} = 657 / 80 = 8,2.$$

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты для основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{К min } W54}^{(2)} / I_{\text{C3 } W54-2} = 1620/657 = 2,5 > 1,5.$$

Здесь $I_{\text{К min } W54}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты при двухфазном КЗ в расчетной точке К7 и питании со стороны подстанции № 4.

Вторая ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для второй ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 до 10 А.

Выдержка времени защиты должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания защиты, установленной на нагрузке Н3, с:

$$t_{\text{C3 } W54-2} = t_{\text{C3 Н3}} + \Delta t = 0,7 + 0,5 = 1,2.$$

Реле времени для второй ступени защиты линии W5 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Реле направления мощности – РБМ-171 (включается по 90-градусной схеме).

Выбираются параметры защиты, устанавливаемой на линии W5 на подстанции №3. Эта защита должна действовать только в специальном режиме при питании по линии W5 нагрузок Н4 и Н5, присоединенных к шинам 10 кВ подстанции № 4. Этот режим может быть создан оперативным персоналом путем ручных переключений при выводе из рабочего состояния трансформатора ТЗ.

Ток срабатывания первой ступени защиты (селективной токовой отсечки), А:

$$I_{\text{C3 } W53-1} \geq k_3 I_{\text{К max } W53 \text{ К6}}^{(3)} = 1,2 \cdot 2040 = 2448.$$

Графически определяется зона действия первой ступени (рис. 3.13, б). Она составляет более 50% длины линии.

Выбираются трансформаторы тока для релейной защиты на линии W5 (подстанция №3) – типа ТПЛ-10 класса Р с коэффициентом трансформации 400/5 и схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда – неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени, А:

$$I_{\text{ср W53-1}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{C3 W53-1}}}{k_{\text{ТА}}} = \frac{1 \cdot 2448}{80} = 30,6.$$

Для первой ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Ток срабатывания второй ступени, А, выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние при наибольшем токе самозапуска, возникающем в линии W5 после отключения нагрузки Н4 релейной защитой и восстановления питания шин 10 кВ подстанции №4 по линии W5:

$$I_{\text{C3 W53-2}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{сзап W53}} = \frac{1,2}{0,85} \left(\frac{2,2 \cdot 4500}{10\sqrt{3}} \right) = 808.$$

Здесь $I_{\text{сзап W53}}$ – ток в линии W5 при самозапуске электродвигателей в нагрузке Н5

$$\left(I_{\text{сзап W54}} = \frac{k_{\text{сзап Н5}} S_{\text{Н5}}}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}} \right); k_{\text{сзап Н5}} – \text{коэффициент самозапуска для нагрузки Н5.}$$

Ток срабатывания реле второй ступени:

$$I_{\text{ср W53-2}} = k_{\text{сх}} I_{\text{сзап W53-2}} / k_{\text{Т}} = 808 / 80 = 10,1.$$

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты в режиме основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{К min W53}}^{(2)} / I_{\text{сзап W53-2}} = 1700 / 808 = 2,1 > 1,5.$$

Здесь $I_{\text{К min W53}}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты при двухфазном КЗ в расчетной точке К6 и питания со стороны подстанции №3.

Вторая ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для второй ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/20 с диапазоном уставок от 5 до 20 А.

Выдержка времени защиты, с, должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания защиты, установленной на нагрузке Н5:

$$t_{\text{СЗ W5-2}} = t_{\text{СЗ Н5}} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5.$$

Реле времени для второй ступени защиты линии W5 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Реле направления мощности – РБМ-171 (включается по 90-градусной схеме).

Схема двухступенчатых токовых направленных защит, устанавливаемых на линии W5 на подстанциях № 4 и 3 (рис. 3.14).

Производится проверка ТТ на 10% погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 4:

$$k_{10} = I_{1 \text{ расч}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СЗ W5-1}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 2340 / 400 = 6,4.$$

По кривым предельной кратности для ТПЛ-10 (см. приложение) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 1,6 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 R_{\text{пр}} + Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/10}} + Z_{\text{РБМ171}} + R_{\text{пер}}.$$

Здесь $Z_{\text{РТ-40}} = \frac{S_{\text{р}}}{I_{\text{ср min}}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при мини-

мальной уставке; $S_{\text{р}}$ и $I_{\text{ср min}}$ – расчётная мощность реле, В·А, и минимальный ток срабатывания реле, А, (для реле РТ-40/50 $S_{\text{р}} = 0,8$, $I_{\text{ср min}} = 12,5$; для реле РТ-40/10 $S_{\text{р}} = 0,5$, $I_{\text{ср min}} = 2,5$); $Z_{\text{РБМ 171}}$ – сопротивление токовой катушки, Ом, реле РБМ-171 ($Z_{\text{РБМ 171}} = 0,4$) [9]; $R_{\text{пр}}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле, Ом (можно принять $R_{\text{пр}} = 0,05$); $R_{\text{пер}}$ – активное сопротивление переходных контактов (можно принять $R_{\text{пер}} = 0,1$).

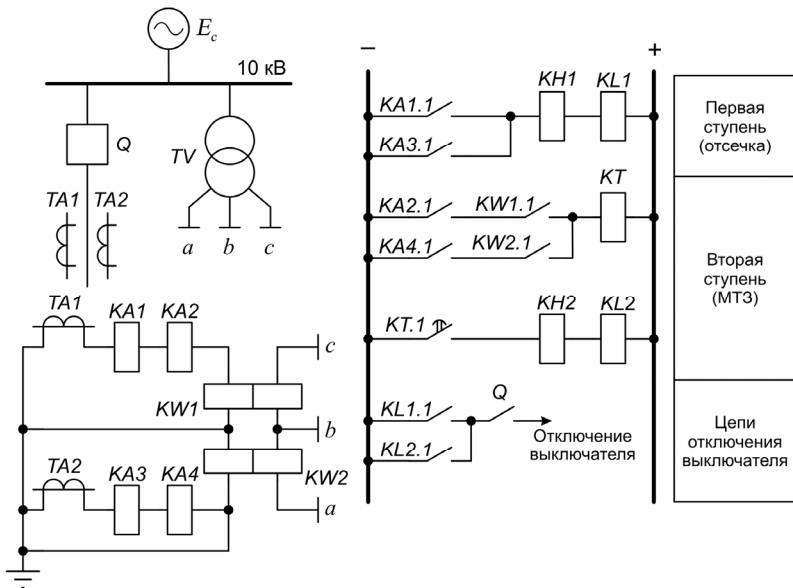


Рис.3.14

Значение расчетного наибольшего сопротивления, Ом:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 \cdot 0,05 + 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (2,5)^2 + 0,4 + 0,1 = 0,69.$$

Это значение (0,69 Ом) меньше допустимого (1,6 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W5 на подстанции № 4, соответствует требованиям при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10%.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 3, А:

$$k_{10} = I_{1 \text{ расч}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СЗ W53-1}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 2448 / 400 = 6,1.$$

По кривым предельной кратности для ТПЛ-10 (прил. 5) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 1,7 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ, Ом:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 R_{\text{пр}} + Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/20}} + Z_{\text{РБМ171}} + R_{\text{пер}}.$$

Здесь $Z_{PT-40} = \frac{S_p}{I_{cp \min}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при мини-

мальной уставке; S_p и $I_{cp \min}$ – расчётная мощность реле, В·А, и минимальный ток срабатывания реле, А (для реле РТ-40/50 $S_p = 0,8$, $I_{cp \min} = 12,5$; для реле РТ-40/20 $S_p = 0,5$, $I_{cp \min} = 5$); $Z_{РБМ 171}$ – сопротивление токовой катушки реле РБМ-171, Ом ($Z_{РБМ 171} = 0,4$) [9]; $R_{пр}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле, Ом (можно принять $R_{пр} = 0,05$); $R_{пер}$ – активное сопротивление переходных контактов (можно принять $R_{пер} = 0,1$).

Значение расчетного наибольшего сопротивления, Ом:

$$Z_{н. \text{ расч}} = 2 \cdot 0,05 + 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (5)^2 + 0,4 + 0,1 = 0,63.$$

Это значение (0,63 Ом) меньше допустимого (1,7 Ом). Следовательно, полная погрешность ТТ защиты, установленной на линии W5 на подстанции № 3, также не превысит 10%.

Таким образом, решения, принятые при выборе схем защит, устанавливаемых на линии W5, ТТ и реле, можно считать приемлемыми.

Определяется длина мертвой зоны направленной защиты при близких КЗ при питании со стороны подстанции № 4:

$$l_{м. з} = \frac{k_n k_t S_{cp \min}}{\sqrt{3} \cdot z_{уд} \cdot (I_{K \max W5 K6}^{(3)})^2 \cdot \cos(\varphi_p + \alpha)},$$

где $S_{cp \min}$ – минимальная мощность срабатывания реле при токе в линии при трехфазном КЗ на границе мертвой зоны (для приближенных расчетов его значение можно принять равным значению тока КЗ в месте установки направленной защиты при повреждении в расчетной точке К6); $\alpha = (90^\circ - \gamma_H)$ – угол, дополняющий γ_H до 90° (для РБМ-171/1 равен 45°).

Для выбранной 90-градусной схемы включения реле направления мощности: $\varphi_p = \varphi_k - 90^\circ$:

$$\varphi_k = \arctg \frac{x_{уд}}{r_{уд}} = \arctg \frac{0,4}{0,2} = 63^\circ, \varphi_p = 63^\circ - 90^\circ = 27^\circ,$$

где $x_{уд}$ и $r_{уд}$ – удельное индуктивное и активное сопротивления линий W5, Ом/км ($x_{уд} = 0,4$ и $r_{уд} = 0,2$).

Полное удельное сопротивление линии, Ом/км:

$$Z_{уд} = \sqrt{0,4^2 + 0,2^2} = 0,45;$$

$k_{ТА} = 400/5$ – коэффициент трансформации ТТ; $k_{ТВ} = 10000/100$ – коэффициент трансформации ТН; $I_{К6}^{(3)} = 4290$.

Мощность срабатывания реле при номинальном токе равна 4 В·А [13].

Длина мертвой зоны, км, при токе, превышающем номинальный в 10 раз:

$$l_{м.з} = \frac{100 \cdot 80 \cdot 10 \cdot 4}{0,45 \sqrt{3} (4500)^2 \cos(27 + 45)} = 0,07.$$

По отношению к длине всей линии это составляет, %:

$$l_{м.з} = \frac{l_{м.з}}{l_l} 100 = \frac{0,07}{4} 100 = 2.$$

Расчетная длина мертвой зоны для защиты, установленной на линии W5 на подстанции №3, также не превышает 2% длины линии.

Учитывая, что при КЗ в этих зонах (со стороны подстанций № 4 и 3) должны срабатывать соответствующие первые ступени защит – ненаправленные селективные токовые отсечки, можно считать протяженность мертвых зон приемлемой.

3.4.5. Защиты, устанавливаемые на трансформаторе Т2 35/10 кВ

На трансформаторе Т2 устанавливается такой же комплект защит, как и на трансформаторе Т1.

Газовая защита – на основе реле типа РГЧЗ-66. В защите используются контакты первой (на сигнал) и второй (на отключение) ступеней защиты.

Значения величин, необходимые для уставок дифференциальной защиты, устанавливаемой на трансформаторе Т1, средние значения первичных и вторичных номинальных токов в плечах защиты выбирают по табл. 3.11, 3.12.

Учитывая результаты выбора параметров срабатывания дифференциальной защиты трансформатора Т1, можно не проверять возможность использования дифференциальной токовой отсечки на основе реле РТ-40 и дифференциальной токовой защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами на основе реле РНТ-560.

Выбираются параметры срабатывания дифференциальной защиты с торможением на реле типа ДЗТ-11 для трансформатора Т2.

Определяются параметры дифференциальной защиты с торможением.

Первичный ток небаланса, А, приведенный к стороне 35 кВ, без учёта третьей составляющей тока небаланса, обусловленной неточностью выравнивания МДС плеч защиты:

$$I_{\text{нб}} = (k_{\text{апер}} k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}}) I_{\text{К max T2 K7(35)}}^{(3)} \cdot$$

$$I_{\text{нб}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,09) \cdot 1420 = 270.$$

Таблица 3.11

Величина	Числовое значение величины
Максимальный сквозной ток при трёхфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внешней стороны), приведённый к стороне 10 кВ (НН), $I_{\text{К max T2 K7}}^{(3)}$, кА	4,98
Максимальный сквозной ток при трёхфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внешней стороны), приведённый к стороне 35 кВ (ВН), $I_{\text{К max T2 K7(35)}}^{(3)}$, кА	$\frac{4,98}{35/10} = 1,42$
Минимальный ток при двухфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внутренней стороны), приведённый к стороне 10 кВ (НН), $I_{\text{К min T2 K7}}^{(2)}$, кА	3,94
Минимальный ток при двухфазном КЗ за трансформатором (на границе зоны действия дифференциальной защиты с внутренней стороны), приведённый к стороне 35 кВ (ВН), $I_{\text{К min T2 K7(35)}}^{(2)}$, кА	$\frac{3,94}{35/10} = 1,13$

Таблица 3.12

Величина	Числовое значение для стороны	
	10 кВ	35 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора $I_{1\text{ ВН}}, I_{1\text{ НН}}, \text{А}$	$\frac{10000}{10\sqrt{3}} = 577,4$	$\frac{10000}{35\sqrt{3}} = 165$
Коэффициенты трансформации трансформаторов тока $k_{\text{ТА ВН}}, k_{\text{ТА НН}}$	$\frac{800}{5}$	$\frac{400}{5}$
Схема соединения трансформаторов тока	Y	Δ
Коэффициент схемы $k_{\text{сх ВН}}, k_{\text{сх НН}}$	1	$\sqrt{3}$
Вторичные токи в плечах защиты $I_{2\text{ ВН}}, I_{2\text{ НН}}, \text{А}$	$\frac{577,4 \cdot 1}{800/5} = 3,6$	$\frac{165\sqrt{3}}{400/5} = 3,57$

Ток срабатывания защиты, А, выбирается только по условию отстройки от броска тока намагничивания при минимальном коэффициенте трансформации силового трансформатора, соответствующем крайнему положению регулятора:

$$I_{\text{СЗ ВН}} = 1,5 I_{1\text{ ВН}} \cdot$$

$$I_{\text{СЗ ВН}} = 1,5 \frac{10000}{35(1 - 0,09)\sqrt{3}} = 272.$$

Определяется число витков обмоток реле ДЗТ (табл. 3.13).

Таблица 3.13

Величина	Числовое значение
Ток срабатывания реле на стороне ВН $I_{\text{ср ВН}}, \text{А}$	$\frac{272\sqrt{3}}{400/5} = 5,9$
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $w_{\text{ВН Ррасч}}$	$\frac{100}{5,9} = 16,9$

Окончание табл. 3.13

Величина	Числовое значение
Выбранное (ближайшее целое) число витков $w_{ВН}$	17
Ток срабатывания реле с учётом принятого числа витков $I_{ср\ ВН}$, А	$\frac{100}{17} = 5,9$
Ток срабатывания защиты на стороне ВН $I_{сз\ ВН}$, А	$5,9 \cdot \frac{400/5}{\sqrt{3}} = 273$
Ток срабатывания защиты, приведённый к стороне НН $I_{сз\ НН}$, А	$273 \cdot \frac{35 \cdot (1 - 0,09)}{10} = 869,5$
Расчетное число витков обмотки реле на стороне НН $w_{НН\ расч}$	$17 \cdot \frac{3,57}{3,6} = 16,86$
Выбирается (ближайшее целое) число витков $w_{НН}$	17
Третья составляющая тока небаланса, А	$\left \frac{16,86 - 17}{16,86} \right 1460 = 12,3$
Ток небаланса с учётом третьей составляющей $I_{нб}$, А	$277 + 12,3 = 289,3$
Выбирается число витков уравнивающей обмотки на стороне НН $w_{ур1} = w_{НН}$	17
Выбирается число витков уравнивающей обмотки на стороне ВН $w_{ур2} = w_{ВН}$	17
Абсолютная погрешность выравнивания МДС обмоток в плечах защиты ΔF , А	$\left 17 \cdot 3,6 - 17 \cdot 3,57 \right = 0,5 \text{ А} \ll 100$

Схема включения обмоток реле показана на рис. 3.11.

Определяется число витков тормозной обмотки реле ДЗТ, необходимое для того, чтобы реле не срабатывало при максимальном сквозном токе. Тормозная обмотка включается в плечо защиты на стороне НН 10 кВ.

Расчетное число витков тормозной обмотки:

$$w_T \geq \frac{k_3 I_{\text{нб НН}} w_p}{I_{K \text{ max T2 K7}}^{(3)} \cdot \operatorname{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 882 \cdot 17}{5100 \cdot 0,87} = 5.$$

Здесь $I_{\text{нб}}$ – ток небаланса, приведенный к стороне ВН (35 кВ) с использованием минимального коэффициента трансформации силового трансформатора, А:

$$I_{\text{нб НН}} = I_{\text{нб ВН}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}} \cdot (1 - \Delta U)}{U_{\text{НН}}} \right) = 270 \left(\frac{35 \cdot (1 - 0,09)}{10} \right) = 860;$$

w_p – расчетное число витков рабочей обмотки в плече защиты, где включена тормозная обмотка ($w_p = 17$); $\operatorname{tg} \alpha$ – тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к тормозной характеристике реле (для реле ДЗТ-11 $\operatorname{tg} \alpha = 0,87$, [4]); k_3 – коэффициент запаса (можно принять равным 1,5).

Выбирается $w_T = 5$ [4].

Проверяется чувствительность защиты. Коэффициент чувствительности

$$k_q = \frac{I_{p \min}}{I_{\text{ср}}} = \frac{24,4}{5,9} = 4.$$

Здесь $I_{p \min}$ – ток в реле на стороне ВН 35 кВ, А, соответствующий минимальному току КЗ, при котором дифференциальная защита должна срабатывать:

$$I_{p \min} = \frac{k_{\text{сх ВН}} I_{K \min \text{ T2 K7(35)}}^{(2)}}{k_{\text{T ВН}}} = \sqrt{3} \frac{1130}{400/5} = 24,4; I_{\text{ср}} – \text{ток срабатыва-$$

ния реле.

Как видно, $k_q > 2$, т.е. дифференциальная защита трансформатора Т2 на основе реле ДЗТ-11 удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора Т2 для выявления внешних КЗ защиты определяется по условиям отстройки от токов в максимальных рабочих режимах и от токов самозапуска, возникающих в послеаварийном режиме в обмотках трансформатора Т2:

$$I_{\text{КЗ Т2}} \geq I_{\text{паб max Т2}};$$

$$I_{C3 T2} = \frac{k_3}{k_B} I_{сзап T2} ;$$

где $I_{\text{раб max T2}}$ и $I_{\text{сзап T2}}$ – максимальный рабочий ток и максимальный ток самозапуска в послеаварийном режиме в обмотке ВН трансформатора, соответственно; k_3 и k_B – коэффициенты запаса и возврата, соответственно.

Максимальный рабочий ток трансформатора, А:

$$I_{\text{раб max T2}} = k_{\text{пер}} I_{\text{ном T2}} = 1,4 \cdot 165 = 231 .$$

Здесь $k_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора (можно принять $k_{\text{пер}} = 1,4$).

Максимальный ток самозапуска в обмотке трансформатора Т2 возникает в послеаварийном режиме после отключения защитой нагрузки Н4 (когда питание нагрузок Н4 и Н5 осуществляется по линии W5) и восстановления напряжения на шинах 10 кВ подстанции № 3. Этот ток самозапуска обусловлен электродвигателями в нагрузках Н3 и Н5:

$$I_{\text{сзап T2}} = k_{\text{сзап Н3}} \frac{S_{\text{Н3}}}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}} + k_{\text{сзап Н5}} \frac{S_{\text{Н5}}}{U_{\text{ном}} \sqrt{3}} .$$

Здесь $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение (для стороны ВН трансформатора $U_{\text{ном}} = 35$ кВ); $k_{\text{сзап Н3}}$ и $k_{\text{сзап Н5}}$ – коэффициенты самозапуска для нагрузок Н3 и Н5 соответственно.

Ток самозапуска на стороне 35 кВ трансформатора, А:

$$I_{\text{сзап T2}} = \frac{2,3 \cdot 3500}{35\sqrt{3}} + \frac{2,2 \cdot 4500}{35\sqrt{3}} = 297 .$$

Оба указанных условия выполняются, если ток срабатывания, А, определить так:

$$I_{\text{сзап T2}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{сзап T2}} = \frac{1,2}{0,85} 297 = 419 .$$

Кроме того, МТЗ от внешних КЗ должна быть согласована с защитами, установленными на линии W5 и на линии, отходящей к нагрузке Н3 по току и по времени:

$$I_{\text{сзап T2}} = k_{\text{отст}} I_{\text{сзап W5-2}} ; t_{\text{сзап T2}} = t_{\text{сзап W5-2}} + \Delta t .$$

Здесь $k_{отст}$ – коэффициент отстройки; $k_{отст} = 1,1$; Δt – степень селективности, с; $\Delta t = 0,5$.

По условию отстройки по току (на стороне 35 кВ) от защиты линии W5 будем иметь, А:

$$I_{C3 T2} = 1,1 \cdot 808 \cdot 10 / 35 = 254.$$

С учетом этого выбираются ток самозапуска, А, и время самозапуска, с:

$$I_{сзп T2} = 419; t_{сзп T2} = 1,5 + 0,5 = 2.$$

Ток срабатывания реле МТЗ от внешних КЗ (РТ-40 при схеме соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда – неполная звезда»), А:

$$I_{ср T2} = I_{сзп T2} / k_{ТА} = 419 / 80 = 5,2.$$

Выбирается реле РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 до 10 А.

Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ за трансформатором:

$$k_{ч} = I_{K \min T2 K7(35)}^{(2)} / I_{сзп T2} = 1130 / 419 = 2,7 > 1,5.$$

Требование к чувствительности выполняется.

Выбираются вспомогательные реле [13].

Реле времени для МТЗ от внешних КЗ – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Выбираются параметры максимальной токовой защиты трансформатора Т2 от перегрузки.

Первичный ток срабатывания, А, определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН 35 кВ, где установлена защита:

$$I_{C3 п T2} = \frac{k_3}{k_B} I_{ном T2} = \frac{1,05}{0,85} 165 = 203,8,$$

где k_3 – коэффициент запаса (принимается равным 1,05).

Защита подключена к тем же ТТ, что и МТЗ от внешних КЗ.

Ток срабатывания реле РТ-40, А:

$$I_{\text{срп Т1}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{сзап Т1}}}{k_{\text{ТА}}} = 203,8 / 80 = 2,5.$$

Выбирается реле РТ-40/6.

Выдержка времени защиты от перегрузки, с, должна быть согласована с выдержками времени МТЗ, установленных на всех присоединениях к шине 10 кВ трансформатора (так же как и МТЗ от внешних КЗ):

$$I_{\text{сзап Т2}} = I_{\text{СЗ Т2}} = 2.$$

Реле времени для МТЗ от перегрузок – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал.

Защиты трансформатора Т2 выполняются по схеме защиты для трансформатора Т1 (см. рис. 3.12).

3.4.6. Защита блока «линия-трансформатор» W4 – Т3

В соответствии с требованиями [12] для блока «линия – трансформатор» W4 – Т3 в начале линии со стороны источника питания должны быть установлены защиты, обеспечивающие выявление повреждений в линии и в трансформаторе:

- токовая отсечка для выявления междуфазных замыканий на линии и в трансформаторе;

- максимальная токовая защита для выявления повреждений вне зоны действия токовой отсечки;

- газовая защита с действием на сигнал для выявления повреждений внутри трансформатора;

- максимальная токовая защита для выявления внешних коротких замыканий, сопровождающихся недопустимыми для трансформатора токами;

- максимальная токовая защита от перегрузок.

Определяется возможность применения селективной токовой отсечки.

Выбирается ток срабатывания токовой отсечки, А, по условию

отстройки от тока КЗ за трансформатором ТЗ (точка К6), А:

$$I_{CO\ W4} = k_3 \times I_{K\ max\ W4\ K6}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = 1,2 \cdot 4500 \cdot 10 / 35 = 1542.$$

Оценивается чувствительность по минимальному току КЗ на выводах 35 кВ трансформатора [4]:

$$k_{\text{ч}} = \left(I_{K\ min\ W4\ K5}^{(2)} \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right) / I_{CO\ W4} = (7130 \cdot 10 / 35) / 1542 = 1,3 < 1,5.$$

Видно, что чувствительность селективной отсечки недостаточна для использования ее в качестве основной защиты. Основной защитой может служить комбинированная отсечка.

Выбирается ток срабатывания комбинированной отсечки (СКО), А:

$$I_{СКО\ W4} = \left(I_{K\ min\ W4\ K5}^{(2)} \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right) / k_{\text{ч. доп}} = (7130 \cdot 10 / 35) / 1,5 = 1360,$$

где $k_{\text{ч. доп}}$ – допустимое значение коэффициента чувствительности для основной защиты линии W4 ($k_{\text{ч. доп}} = 1,5$).

Проверяется выполнение условия отстройки защиты от максимальных токов самозапуска, возникающих в послеаварийном режиме, А:

$$I_{СКО\ W4} \geq I_{СКО\ W4} \geq k_3 k_{\text{сзап}} I_{\text{ном ТЗ ВН}} = 1,2 \cdot 2,3 \cdot 165 = 455.$$

Здесь $k_{\text{сзап}}$ – коэффициент самозапуска (учитывая значения коэффициентов самозапуска для нагрузок НЗ, Н4, Н5, можно принять $k_{\text{сзап}} = 2,3$).

Условие отстройки выполняется.

Проверяется отстройка от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{СКО\ W4} \geq (4...5) \cdot I_{\text{ном ТЗ ВН}} = (4...5) \cdot 165 = 660...825.$$

Отстройка обеспечивается.

Выбирается напряжение срабатывания комбинированной отсечки по условию, обеспечивающему её несрабатывание при КЗ за трансформатором на стороне НН (в расчетной точке К6):

$$U_{\text{CKO W4}} \leq \frac{I_{\text{CKO W4}} \sqrt{3} (z_{\text{W4}} + z_{\text{T3}})}{k_3}.$$

Здесь k_3 – коэффициент запаса; z_{W4} и z_{T3} – сопротивления линии W4 и трансформатора ТА3 (приведенные к стороне 35 кВ) соответственно.

Значения сопротивлений, Ом, определяются так:

$$z_{\text{W4}} = \left(\frac{U_{\text{ном W4}}}{U_{\text{ном б}}} \right)^2 \sqrt{R_{\text{W4}}^2 + X_{\text{W4}}^2} = \left(\frac{35}{10} \right)^2 \sqrt{(0,1)^2 + (0,1)^2} = 1,7;$$

$$z_{\text{T3}} = \left(\frac{U_{\text{ном T3}}}{U_{\text{ном б}}} \right)^2 \sqrt{R_{\text{T3}}^2 + X_{\text{T3}}^2} = \left(\frac{35}{10} \right)^2 \sqrt{(0,065)^2 + (0,75)^2} = 9,2.$$

Условие выполняется при следующем значении напряжения срабатывания, кВ:

$$U_{\text{CKO W4}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1360 (1,7 + 9,2)}{1,2} = 21,4.$$

Это значение составляет 0,61 номинального напряжения (35 кВ).

Проверяется чувствительность комбинированной отсечки напряжения. Остаточное напряжение в месте установки комбинированной отсечки должно быть ниже напряжения срабатывания при КЗ на выводах ВН трансформатора, кВ:

$$k_{\text{ч.н}} = U_{\text{CKO W4}} / U_{\text{ост}} \geq 1,5.$$

Здесь $U_{\text{ост}} = \sqrt{3} I_{\text{К max W4 K5}} z_{\text{W4}} = 9,9 \cdot 1,7 (10 / 35) \sqrt{3} = 8,3.$

При этом:

$$K_{\text{ч. н.}} = 21,4 / 8,3 = 2,6 > 1,5.$$

Чувствительность комбинированной отсечки тока и напряжения приемлема, и эта отсечка может быть использована как основная защита блока «линия – трансформатор» W4 – T3.

Выбираются ТТ для линии W4 35 кВ типа ТФНД-35 с коэффициентом трансформации $k_{\text{т}} = 400 / 5$. Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле «неполная звезда – неполная звезда».

Определяется ток срабатывания реле тока комбинированной отсечки, А:

$$I_{\text{CKO W4}} = \frac{k_{\text{cx}} I_{\text{CKO W4}}}{k_{\text{T}}} = \frac{1 \cdot 1360}{80} = 17.$$

Выбирается реле РТ-40/50.

Выбирается напряжение срабатывания реле напряжения комбинированной отсечки, В:

$$U_{\text{CPKO W4}} = \frac{U_{\text{CKO W4}}}{k_{\text{H}}} = \frac{21,4 \cdot 0,1}{35} = 61.$$

Здесь k_{H} – коэффициент трансформации ТН; $k_{\text{H}} = 35/0,1$.

Выбирается реле минимального напряжения РН-54/160 с диапазоном уставок от 40 до 160 В.

Определяются параметры срабатывания МТЗ, устанавливаемой на линии W4. Ток срабатывания МТЗ, А:

$$I_{\text{сзап МТЗ W4}} = \frac{k_3 \cdot k_{\text{сзап}}}{k_{\text{B}}} I_{\text{ном ТЗ ВН}} = \frac{1,2 \cdot 2,3}{0,85} 165 = 536.$$

Здесь $k_{\text{сзап}}$ – коэффициент самозапуска (учитывая параметры нагрузок НЗ, Н4, Н5, можно принять $k_{\text{сзап}} = 2,3$).

Коэффициент чувствительности в режиме основного действия защиты:

$$k_{\text{ч. осн}} = \frac{I_{\text{K min W4 K6 ВН}}^{(2)}}{I_{\text{сзап МТЗ}}} = \frac{10 \cdot 3,59}{35 \cdot 0,536} = 1,9 > 1,5.$$

Необходимая чувствительность обеспечивается.

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{cp МТЗ W4}} = I_{\text{сзап МТЗ W4}} k_{\text{cx}} / k_{\text{ТА}} = 536 / 80 = 6,7.$$

Выбирается реле РТ-40/10.

Определяется выдержка времени срабатывания МТЗ, с:

$$t_{\text{cp МТЗ W4}} = t_{\text{cp W54-2}} + \Delta t = 1,2 + 0,5 = 1,7.$$

Выбирается реле времени для МТЗ линии W4 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Выбираются параметры максимальной токовой защиты от перегрузки. Защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал.

Первичный ток срабатывания, А, определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне ВН 35 кВ, где установлена защита:

$$I_{\text{сзп W4}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{ном ТЗ}} = \frac{1,05}{0,85} 165 = 203,8.$$

Здесь k_3 – коэффициент запаса (принимается равным 1,05).

Защита подключена к тем же ТТ, что и МТЗ.

Ток срабатывания реле РТ-40, А:

$$I_{\text{сзп W4}} = \frac{k_{\text{сх}} I_{\text{сзап W4}}}{k_T} = 203,8/80 = 2,5.$$

Выбирается реле РТ-40/6.

Выдержка времени защиты от перегрузки, с, должна быть согласована с выдержками времени МТЗ, установленных на всех присоединениях к шине 10 кВ трансформатора (так же как и МТЗ):

$$t_{\text{сзап W4}} = t_{\text{сзап W54-2}} + \Delta t = 1,2 + 0,5 = 1,7.$$

Реле времени для МТЗ от перегрузок – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Схема защит блока «линия-трансформатор» W4 – ТЗ (рис. 3.15).

Производится проверка ТТ на 10%-ю погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на линии W4:

$$k_{10} = I_{1 \text{ расч}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СКО W4}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 \cdot 1360 / 400 = 3,74.$$

По кривым предельной кратности для ТФНД-35 определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 6 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 R_{\text{пр}} + Z_{\text{РТ-40/50}} + 2 Z_{\text{РТ-40/10}} + Z_{\text{РТ-40/6}} + R_{\text{пер}}.$$

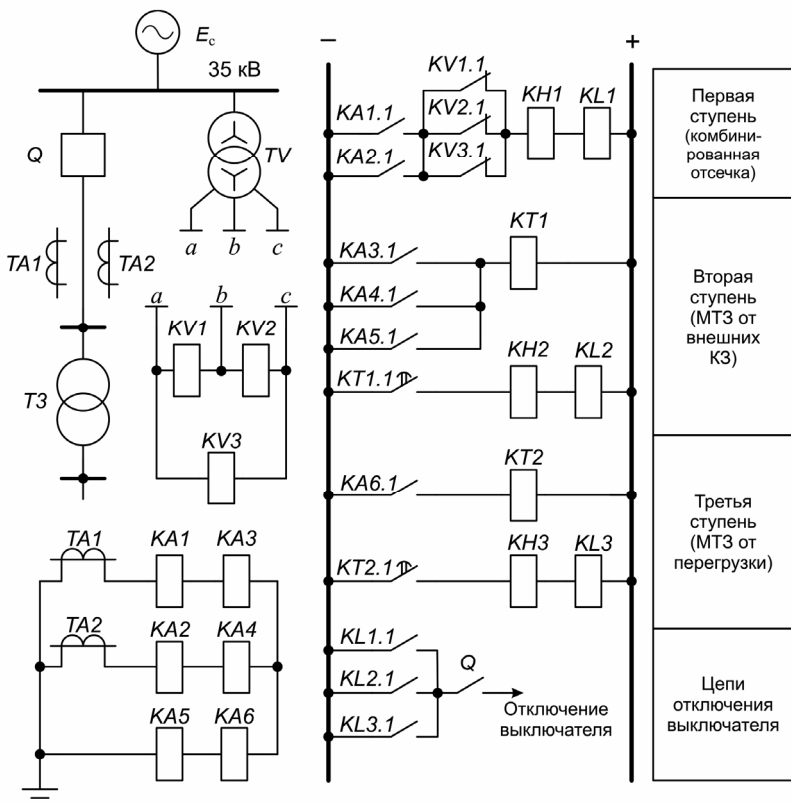


Рис. 3.15

Здесь $Z_{PT-40} = \frac{S_p}{I_{cp\ min}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при мини-

мальной уставке; S_p и $I_{cp\ min}$ – расчётная мощность реле, В·А, и минимальный ток срабатывания реле, А (для реле РТ-40/50 $S_p = 0,8$, $I_{cp\ min} = 12,5$; для реле РТ-40/10 $S_p = 0,5$, $I_{cp\ min} = 2,5$; для реле РТ-40/10 $S_p = 0,5$, $I_{cp\ min} = 1,5$) [9]; $r_{пр}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле, Ом (можно принять $r_{пр} = 0,05$); $r_{пер}$ – активное сопротивление переходных контактов, Ом (можно принять $r_{пер} = 0,1$).

Значение расчетного наибольшего сопротивления, Ом:

$$Z_{н.расч} = 2 \cdot 0,05 + 0,8 / (12,5)^2 + 2 \cdot 0,5 / (2,5)^2 + 0,5 / (1,5)^2 + 0,1 = 0,59.$$

Это значение (0,59 Ом) меньше допустимого (6 Ом). Следовательно, полная погрешность ТТ защиты, установленной на линии W4 на подстанции №4, не превысит 10%.

Таким образом, решения, принятые при выборе схем защит, устанавливаемых на линии W4, можно считать приемлемыми.

3.4.7. Защита, устанавливаемая на линии W3

Линия W3 35 кВ может использоваться для передачи электрической энергии в двух направлениях. Поэтому на ней целесообразно установить отдельные токовые направленные двухступенчатые защиты со стороны подстанций № 2 и 3.

Ток срабатывания первой ступени защиты, А, (селективной токовой отсечки) на подстанции №2 выбирается по условию отстройки от максимального тока КЗ в конце линии W3 в расчетной точке К4 при питании со стороны подстанции №2:

$$I_{C3\ W32-1} \geq k_3 I_{K\ max\ W3\ K4}^{(3)} = 1,2 \cdot 10300 \cdot 10 / 35 = 3530.$$

Кривые изменения значений токов КЗ, приведённых к стороне 35 кВ, в месте установки защиты зависят от удаленности места КЗ от места установки защиты (рис. 3.16, а). Зона действия первой ступени защиты, определенная по этим кривым при двухфазных КЗ, составляет 0% длины линии.

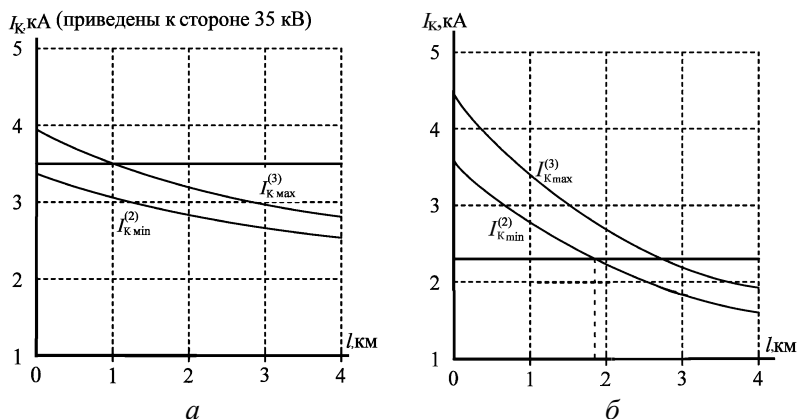


Рис. 3.16

Это означает, что первая ступень защиты не сработает даже при КЗ в начале линии (двухфазном). Однако первую ступень всё же целесообразно использовать в защите.

Трансформаторы тока для релейной защиты на линии W3 (подстанция №2) – типа ТФНД-35М класса Р с коэффициентом трансформации 500/5. Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле – «неполная звезда – неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени защиты, А:

$$I_{\text{ср W32-1}} = \frac{k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{C3 W32-1}}}{k_{\text{т}}} = \frac{1 \cdot 3530}{100} = 35,3.$$

Выбирается реле РТ-40/50 с диапазоном уставок от 12,5 до 50 А.

Вторая ступень защиты – МТЗ. Её ток срабатывания выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние в наиболее тяжелом для линии W3 послеаварийном режиме. Этот режим может возникнуть при самозапуске электродвигателей нагрузок Н3, Н4 и Н5, если в исходном нормальном режиме трансформаторы Т2 и Т3 получают питание по линии W3 (линия W1 выведена из работы, а секционный выключатель Q15 включен). В этих условиях в случае отключения головной линии W2, последующего ее включения устройством АПВ головной линии W2 и восстановления питания на шинах 35 кВ подстанции №2, в линии W3 может возникнуть наибольший ток, А:

$$I_{\text{сзап W32}} = I_{\text{сзап Н3}} + I_{\text{сзап Н4}} + I_{\text{сзап Н5}} = \frac{2,3 \cdot 3500}{35\sqrt{3}} + \frac{2,7 \cdot 2700}{35\sqrt{3}} + \frac{2,2 \cdot 4500}{35\sqrt{3}} = 416,5.$$

Здесь $I_{\text{сзап W32}}$ – ток в линии W3 в месте установки защиты, обусловленный самозапуском электродвигателей в нагрузке Н3

$\left(I_{\text{сзап Н3}} = \frac{k_{\text{сзап Н3}} S_{\text{Н3}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} \right)$, нагрузке Н4 $\left(I_{\text{сзап Н4}} = \frac{k_{\text{сзап Н4}} S_{\text{Н4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} \right)$, на-

грузке Н5 $\left(I_{\text{сзап Н5}} = \frac{k_{\text{сзап Н5}} S_{\text{Н5}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} \right)$, приведенный к стороне

35 кВ.

Ток срабатывания второй ступени, А:

$$I_{C3 \text{ W32-2}} = \frac{k_3}{k_B} I_{\text{сзап W32}} = \frac{1,3}{0,85} 416,5 = 637.$$

Ток срабатывания реле второй ступени, А:

$$I_{\text{ср W32-2}} = k_{\text{сх}} I_{C3 \text{ W32-2}} / k_{\text{ТА}} = 637 / 100 = 6,4.$$

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты для основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{K min W32}}^{(2)} / I_{C3 \text{ W32-2}} = 8960 \cdot 10 / (637 \cdot 35) = 4 > 1,5.$$

Здесь $I_{\text{K min W54}}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты при двухфазном КЗ в расчетной точке К4 и питании со стороны подстанции №2, приведенный к стороне 35 кВ.

Как видно, вторая ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для второй ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 до 10 А.

Выдержка времени защиты, с, должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания защиты, установленной на трансформаторе Т2:

$$t_{C3 \text{ W32-2}} = t_{C3 \text{ T2}} + \Delta t = 2 + 0,5 = 2,5.$$

Реле времени для второй ступени защиты линии W3 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Реле направления мощности – РБМ-171 (включается по 90-градусной схеме).

Выбираются параметры защиты, устанавливаемой на линии W3 на подстанции №3. Эта защита должна действовать при питании по линии W3 подстанции №2, когда линия W2 выведена из работы и секционный выключатель Q15 на подстанции №3 включен. Эту защиту целесообразно выполнить трехступенчатой, чтобы за счет второй ступени получить достаточно высокое быстродействие при КЗ на линии в мертвой зоне первой ступени защиты.

Ток срабатывания первой ступени защиты (селективной токовой отсечки), А:

$$I_{C3\ W33-1} \geq k_3 I_{K\ max\ W33\ K2}^{(3)} = 1,2 \cdot 9790 \cdot 10 / 35 = 3360.$$

Графическим путем определяется зона действия первой ступени (рис. 3.16, б). Она так же, как и у первой ступени защиты, на стороне подстанции №2 составляет 0% длины линии. Тем не менее, её целесообразно использовать.

Выбираются трансформаторы тока для релейной защиты на линии W3 (подстанция №3) – типа ТФНД-35 класса Р с коэффициентом трансформации 500/5 и схема соединения вторичных обмоток ТА и катушек реле – «неполная звезда – неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени, А:

$$I_{cp\ W33-1} = \frac{k_{cx} I_{C3\ W33-1}}{k_{ТА}} = \frac{1 \cdot 3360}{100} = 33,6.$$

Для первой ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Ток срабатывания второй ступени (токовой отсечки с выдержкой времени срабатывания), А, выбирается по условию отстройки от тока КЗ при повреждении в конце зоны действия быстросрабатывающей защиты трансформатора Т1:

$$I_{C3\ W33-2} \geq k_3 I_{K\ max\ W33\ K8}^{(3)} = 1,2 \cdot 4460 \cdot 10 / 35 = 1530.$$

Ток срабатывания реле второй ступени, А:

$$I_{cp\ W33-2} = \frac{k_{cx} I_{C3\ W33-2}}{k_{ТА}} = \frac{1 \cdot 1530}{100} = 15,3.$$

Для второй ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Выдержка времени второй ступени защиты должна быть согласована со временем срабатывания быстросрабатывающей защиты, установленной на трансформаторе Т1, с:

$$t_{C3\ W33-2} = t_{C3\ T1-0} + \Delta t = 0,1 + 0,4 = 0,5.$$

Ток срабатывания третьей ступени (МТЗ) выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние при наибольшем токе самозапуска, возникающем в линии W3. Режим с наибольшим током самозапуска в линии W3 может возникнуть после

отключения головной линии W1, последующего ее включения устройством АПВ на подстанции №1 и восстановления питания на шинах 35 кВ подстанции №3.

Ток самозапуска, А:

$$I_{\text{сзап W33}} = I_{\text{сзап H1}} + I_{\text{сзап H2}} + I_{\text{сзап W6}} = \\ = \frac{2,8 \cdot 3000}{35\sqrt{3}} + \frac{2,54 \cdot 2700}{35\sqrt{3}} + \frac{1,2 \cdot 1430}{35\sqrt{3}} = 280,3.$$

Здесь $I_{\text{сзап W33}}$ – ток в линии W3 в месте установки защиты, обусловленный самозапуском электродвигателей в нагрузке H1

$$\left(I_{\text{сзап H1}} = \frac{k_{\text{C3 H1}} S_{\text{H1}}}{U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}} \right), \text{ нагрузке H2 } \left(I_{\text{сзап H2}} = \frac{k_{\text{C3 H2}} S_{\text{H2}}}{U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}} \right) \text{ и в}$$

$$\text{линии W6 } \left(I_{\text{сзап W6}} = \frac{k_{\text{C3 W6}} S_{\text{W6}}}{U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}} \right), \text{ приведенный к стороне}$$

35 кВ; S_{W6} и $k_{\text{C3 W6}}$ – максимальная мощность, передаваемая по линии W6 (сумма номинальных мощностей трансформаторов Т4, Т5, Т6), и общий коэффициент самозапуска для нагрузок этой линии (можно принять $k_{\text{C3 W6}}=1,2$).

Ток срабатывания третьей ступени защиты, А:

$$I_{\text{C3 W33-3}} = \frac{k_3}{k_{\text{в}}} I_{\text{сзап W33}} = \frac{1,2}{0,85} 280,3 = 396.$$

Ток срабатывания реле третьей ступени, А:

$$I_{\text{ср W33-3}} = k_{\text{сх}} I_{\text{C3 W33-3}} / k_{\text{ТА}} = 396 / 100 = 4.$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени защиты в режиме основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{К min W33}}^{(2)} / I_{\text{C3 W33-3}} = 8500 \cdot 10 / (396 \cdot 35) = 6,1 > 1,5.$$

Здесь $I_{\text{К min W33}}^{(2)} \leq$ – ток в месте установки защиты при двухфазном КЗ в расчетной точке К2 и питания со стороны подстанции №3.

Третья ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для третьей ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 до 10 А.

Выдержка времени защиты должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания защиты, установленной на трансформаторе Т1, с:

$$t_{\text{СЗ W33-2}} = t_{\text{СЗ T1}} + \Delta t = 6 + 0,5 = 6,5.$$

Реле времени для третьей ступени защиты линии W3 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Реле направления мощности – РБМ-171 (включается по 90-градусной схеме).

Схема двухступенчатой токовой направленной защиты, устанавливаемых на линии W3 на подстанции №2 (рис. 3.17).

Производится проверка ТТ на 10%-ю погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 3:

$$k_{10} = I_{\text{1 расч}} / I_{\text{1 ном ТТ}} = 1,1 I_{\text{СЗ W33-1}} / I_{\text{1 ном ТТ}} = 1,1 \cdot 3360 / 500 = 7,3.$$

По кривым предельной кратности для ТФНД-35 (см. приложение) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 4,6 Ом.

Наибольшее расчетное сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 R_{\text{пр}} + 2 Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/10}} + Z_{\text{РБМ171}} + R_{\text{пер}}.$$

Здесь $Z_{\text{РТ-40}}$ – сопротивление реле РТ-40 при минимальной ус-

тавке; $Z_{\text{РТ-40}} = \frac{S_{\text{р}}}{I_{\text{ср min}}^2}$; $S_{\text{р}}$ и $I_{\text{ср min}}$ – расчётная мощность реле,

В·А, и минимальный ток срабатывания реле, А (для реле РТ-40/50 $S_{\text{р}} = 0,8$, $I_{\text{ср min}} = 12,5$; для реле РТ-40/10 $S_{\text{р}} = 0,5$, $I_{\text{ср min}} = 2,5$); $Z_{\text{РБМ 171}}$ – сопротивление токовой катушки реле РБМ-171, Ом ($Z_{\text{РБМ 171}} = 0,4$) [9]; $R_{\text{пр}}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле, Ом (можно принять $R_{\text{пр}} = 0,05$); $R_{\text{пер}}$ – активное сопротивление переходных контактов, Ом (можно принять $R_{\text{пер}} = 0,1$).

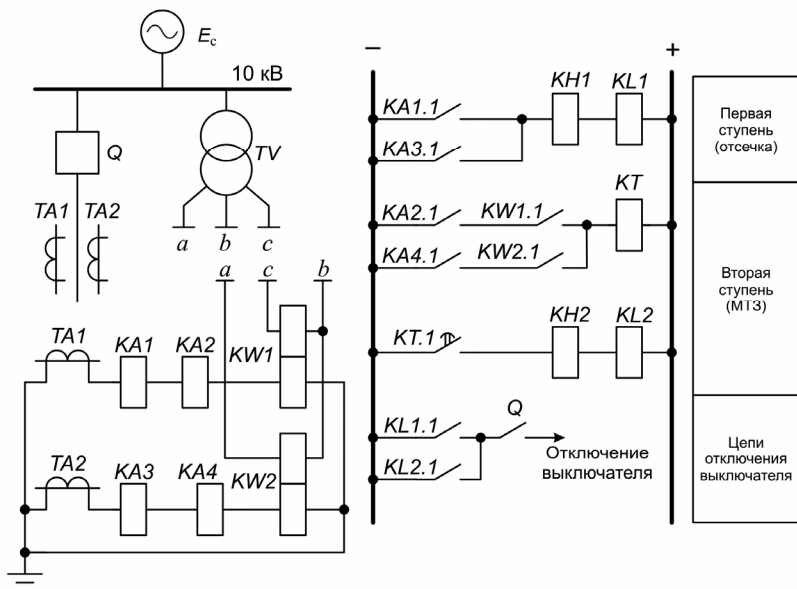


Рис. 3.17

Значение наибольшего расчетного сопротивления, Ом:

$$Z_{н. \text{ расч}} = 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (2,5)^2 + 0,4 + 0,1 = 0,7.$$

Это значение (0,7 Ом) меньше допустимого (4,6 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W3 на подстанции №3, соответствует требованиям, при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10%.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 2:

$$k_{10} = I_{1 \text{ расч}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 I_{C3 \text{ W3-1}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 \cdot 3530 / 500 = 7,8.$$

По кривым предельной кратности для ТФНД-35М (прил. 5) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 4 Ом.

Наибольшее расчетное сопротивление нагрузки ТА, Ом:

$$Z_{н. \text{ расч}} = 2 R_{\text{ПР}} + Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/10}} + Z_{\text{РБМ171}} + R_{\text{пер}}.$$

Значение наибольшего расчетного сопротивления, Ом:

$$Z_{н. \text{ расч}} = 2 \times 0,05 + 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (2,5)^2 + 0,4 + 0,1 = 0,69.$$

Это значение (0,69 Ом) меньше допустимого (4 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W3 на подстанции № 2, также соответствует требованиям, при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10%.

Таким образом, решения, принятые при выборе схем защит, устанавливаемых на линии W3, ТТ и реле, можно считать приемлемыми.

Определяется длина мертвой зоны направленной защиты при близких КЗ при питании со стороны подстанции № 2:

$$l_{м.з} = \frac{k_n k_{TA} S_{ср\ min}}{z_{уд} \sqrt{3(I_{K\ max\ W3\ K2}^{(3)})^2 \cos(\varphi_p + \alpha)}},$$

где $S_{ср\ min}$ – минимальная мощность срабатывания реле при токе в линии при трехфазном КЗ на границе мертвой зоны (для приближенных расчетов его значение можно принять равным значению тока КЗ в месте установки направленной защиты при повреждении в расчетной точке К2); $\alpha = (90^\circ - \gamma_H)$ – угол, дополняющий γ_H до 90° (для РБМ-171/1 равен 45°).

Для выбранной 90-градусной схемы включения реле направления мощности

$$\varphi_p = \varphi_k - 90^\circ;$$

$$\varphi_k = \arctg \frac{x_{уд}}{r_{уд}} = \arctg \frac{0,4}{0,3} = 53^\circ, \quad \varphi_p = 53^\circ - 90^\circ = 37^\circ,$$

где $x_{уд}$ и $r_{уд}$ – удельное индуктивное и активное сопротивления линии W3, Ом/км ($x_{уд} = 0,4$ и $r_{уд} = 0,3$).

Полное удельное сопротивление линии, Ом/км:

$$z_{уд} = \sqrt{0,4^2 + 0,3^2} = 0,5;$$

где $k_{TA} = 500/5$ – коэффициент трансформации ТТ; $k_{TV} = 10000/100$ – коэффициент трансформации ТН; $I_{K\ max\ W3\ K2}^{(3)} = 13800 \cdot 10/35 = 3940$.

Мощность срабатывания реле при номинальном токе равна 4 В·А [9].

Длина мертвой зоны при токе, превышающем номинальный в 10 раз, км:

$$l_{м.з} = \frac{100 \cdot 100 \cdot 10 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 3940^2 \cos(37 + 45)} = 0,2.$$

По отношению к длине всей линии это составляет, %:

$$l_{м.з} = \frac{l_{м.з}}{l_{л}} 100 = \frac{0,2}{4} 100 = 5.$$

Расчетная длина мертвой зоны для защиты, установленной на линии W3 на подстанции № 3, также не превышает 5% длины линии.

Учитывая, что при КЗ в этих зонах (со стороны подстанций № 2 и № 3) должны срабатывать соответствующие первые ступени защит – ненаправленные селективные токовые отсечки, можно считать протяженность мертвых зон приемлемой.

3.4.8. Защита, устанавливаемая на линии W1

На головной линии 35 кВ W1 на подстанции №1 должна быть установлена трехступенчатая токовая защита.

Ток срабатывания первой ступени (селективной токовой отсечки), А:

$$I_{C3 W1-1} = k_3 I_{K \max K3}^{(3)} = 1,2 \cdot 12900 \cdot 10 / 35 = 4420.$$

Проверяется отстройка от бросков тока намагничивания трансформаторов, А:

$$\begin{aligned} I_{C3 W1-1} &\geq (4...5)(I_{ном T1 ВН} + I_{ном T2 ВН} + I_{ном T3 ВН}) = \\ &= (4...5) 495 = (1980...2475) \text{ А} < 4420. \end{aligned}$$

Отстройка обеспечивается.

Выбираются ТТ типа ТФНД-35М с коэффициентом трансформации $k_{ТА} = 1000/5$. Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле – «неполная звезда – неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени, А:

$$I_{сп W1-1} = \frac{k_{сх} I_{C3 W1-1}}{k_T} = \frac{1 \cdot 4420}{200} = 22,1.$$

Выбирается реле РТ-40/50.

Определяется зона действия первой ступени защиты (рис.3.18). Протяженность этой зоны составляет 60% длины линии W1.

Ток срабатывания второй ступени (токовой отсечки с выдержкой времени срабатывания), А, выбирается по условию отстройки от токов КЗ при повреждениях в конце зоны действия быстродействующей защиты трансформатора Т2 и первой ступени защиты линии W3:

$$I_{C3\ W1-2} \geq k_3 I_{K\ max\ W1\ K7}^{(3)} = 1,2 \cdot 4980 \cdot 10/35 = 1700;$$

$$I_{C3\ W1-2} \geq k_3 I_{C3\ W33-1} = 1,2 \cdot 3360 = 4030.$$

В этих условиях необходимо принять:

$$I_{C3\ W1-2} = 4030.$$

Ток срабатывания реле второй ступени, А:

$$I_{cp\ W1-2} = \frac{k_{cx} I_{C3\ W1-2}}{k_{TA}} = \frac{1 \cdot 4030}{200} = 20,2.$$

Для второй ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Выдержка времени второй ступени защиты, с, должна быть согласована с временем срабатывания быстродействующих защит, установленных на трансформаторе Т2, линии W3 и линии W4:

$$t_{C3\ W1-2} = t_{C3\ W32-1} + \Delta t = 0,1 + 0,4 = 0,5.$$

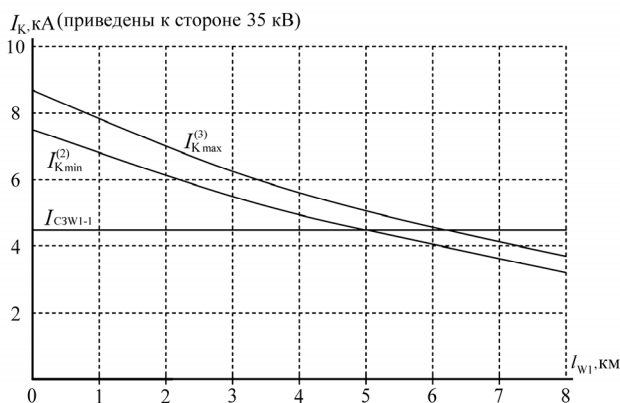


Рис. 3.18

Третья ступень защиты – МТЗ. Ее ток срабатывания выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние в наиболее тяжелом для линии W1 послеаварийном режиме. Этот режим может возникнуть при самозапуске электродвигателей всех нагрузок в сети (Н1 – Н5), если в исходном нормальном режиме трансформаторы Т1, Т2 и Т3 получают питание по линии W1 (линия W2 выведена из работы, а секционный выключатель Q15 на подстанции № 3 включен). В этих условиях, в случае отключения головной линии W1, последующего ее включения устройством АПВ и восстановления питания на шинах 35 кВ подстанций № 3 и 2, в линии W1 может возникнуть наибольший ток, А:

$$I_{\text{сзап W1}} = I_{\text{сзап Н1}} + I_{\text{сзап Н2}} + I_{\text{сзап Н3}} + I_{\text{сзап Н4}} + I_{\text{сзап Н5}} =$$

$$\frac{2,8 \cdot 3000}{35\sqrt{3}} + \frac{2,54 \cdot 2700}{35\sqrt{3}} + \frac{2,3 \cdot 3500}{35\sqrt{3}} + \frac{2,7 \cdot 2700}{35\sqrt{3}} + \frac{2,2 \cdot 4500}{35\sqrt{3}} = 668,5.$$

Здесь $I_{\text{сзап W1}}$ – ток в линии W1 в месте установки защиты, обусловленный самозапуском электродвигателей в нагрузке Н1:

$$\left(I_{\text{сзап Н1}} = \frac{k_{\text{C3 Н1}} S_{\text{Н1}}}{U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}} \right); \text{ нагрузке Н2 } \left(I_{\text{сзап Н2}} = \frac{k_{\text{C3 Н2}} S_{\text{Н2}}}{U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}} \right),$$

$$\text{в нагрузке Н3: } \left(I_{\text{сзап Н3}} = \frac{k_{\text{C3 Н3}} S_{\text{Н3}}}{U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}} \right); \text{ в нагрузке Н4:}$$

$$\left(I_{\text{сзап Н4}} = \frac{k_{\text{C3 Н4}} S_{\text{Н4}}}{U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}} \right); \text{ в нагрузке Н5: } \left(I_{\text{сзап Н5}} = \frac{k_{\text{C3 Н5}} S_{\text{Н5}}}{U_{\text{ном ВН}} \sqrt{3}} \right) \text{ и}$$

приведенный к стороне 35 кВ.

Ток срабатывания третьей ступени, А:

$$I_{\text{C3 W1-3}} = \frac{k_3}{k_b} I_{\text{сзап W1}} = \frac{1,3}{0,85} 668,5 = 1022.$$

При этом защита отстроена от максимального рабочего тока в линии W1 и можно принять, А:

$$I_{\text{C3 W1-3}} = 1022.$$

Ток срабатывания реле третьей ступени защиты, А:

$$I_{\text{ср W1-3}} = k_{\text{сх}} I_{\text{C3 W1-3}} / k_{\text{т}} = 1022 / 200 = 5,1.$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени защиты в режиме основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{К min W1 K3}}^{(2)} / I_{\text{C3 W1-3}} = 11200 \cdot 10 / (1022 \cdot 35) = 3,1 > 1,5.$$

Здесь $I_{\text{К min W1 K3}}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты на линии W1 при двухфазном КЗ в расчетной точке КЗ, приведенный к стороне 35 кВ.

Как видно, третья ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для третьей ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 до 10 А.

Выдержка времени третьей ступени защиты, с, должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания МТЗ, установленной на трансформаторе Т2, и третьей ступени защиты, установленной на линии W3 на подстанции №3 (6,5 с):

$$t_{\text{C3 W1-3}} = t_{\text{C3 W33-2}} + \Delta t = 6,5 + 0,5 = 7.$$

Реле времени для второй и третьей ступеней защиты линии W1 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Схема защиты, устанавливаемой на линии W1 на подстанции №1 (рис. 3.19).

Производится проверка ТТ на 10%-ю погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 1:

$$k_{10} = I_{\text{расч}} / I_{\text{1 ном ТА}} = 1,1 I_{\text{C3 W1-1}} / I_{\text{1 ном ТА}} = 1,1 \cdot 4420 / 1000 = 4,8.$$

По кривым предельной кратности для ТФНД-35М (см. приложение) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 10 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 R_{\text{пр}} + 2 Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/10}} + R_{\text{пер}}.$$



ной уставке; S_p и $I_{cp \min}$ – расчётная мощность реле, В·А, и минимальный ток срабатывания реле, А (для реле РТ-40/50 $S_p = 0,8$, $I_{cp \min} = 12,5$; для реле РТ-40/10 $S_p = 0,5$, $I_{cp \min} = 2,5$) [9]; $R_{пр}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле, Ом (можно принять $R_{пр} = 0,05$ Ом); $R_{пер}$ – активное сопротивление переходных контактов, Ом (можно принять $R_{пер} = 0,1$).

Значение расчетного наибольшего сопротивления, Ом:

Это значение (0,29 Ом) значительно меньше допустимого (10 Ом). Следовательно, в режиме работы ТТ защиты, установленной на линии W1 на подстанции №1, полная погрешность ТТ не превысит 10%.

3.4.9. Защита, устанавливаемая на линии W2

На головной линии 35 кВ W2 на подстанции №1 должна быть установлена трехступенчатая токовая защита.

Ток срабатывания первой ступени (селективной токовой отсечки), А:

$$I_{C3\ W2-1} = k_3 I_{K\ max\ K2}^{(3)} = 1,2 \cdot 13800 \cdot 10 / 35 = 4730.$$

Проверяется отстройка от бросков тока намагничивания трансформаторов, А:

$$\begin{aligned} I_{C3\ W2-1} &\geq (4...5) (I_{ном\ ТТ1\ ВН} + I_{ном\ ТТ2\ ВН} + I_{ном\ ТТ3\ ВН}) = \\ &= (4...5) 495 = (1980 ... 2475) < 4730. \end{aligned}$$

Отстройка обеспечивается.

Выбираются ТТ типа ТФНД-35М с коэффициентом трансформации $k_t=1000/5$. Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле – «неполная звезда – неполная звезда».

Ток срабатывания реле первой ступени, А:

$$I_{ср\ W2-1} = \frac{k_{сх} I_{C3\ W2-1}}{k_{ТА}} = \frac{1 \cdot 4730}{200} = 23,7.$$

Выбирается реле РТ-40/50.

Определяется зона действия первой ступени защиты (рис.3.20). Протяженность этой зоны составляет 55% длины линии W2.

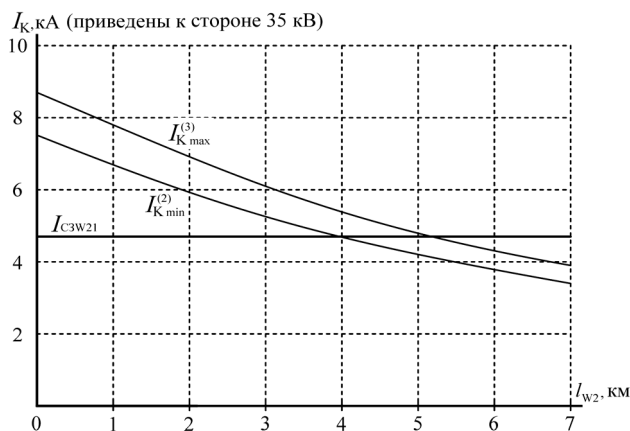


Рис. 3.20

Ток срабатывания второй ступени, А (токовой отсечки с выдержкой времени срабатывания) выбирается по условию отстройки от токов КЗ при повреждениях в конце зоны действия быстродействующей защиты трансформатора Т1 и первой ступени защиты линии W3 (на подстанции №2), А:

$$I_{C3\ W2-2} \geq k_3 I_{K\ max\ W2\ K8}^{(3)} = 1,2 \cdot 5100 \cdot 10/35 = 1750;$$

$$I_{C3\ W2-2} \geq k_3 I_{C3\ W32-1} = 1,2 \cdot 3530 = 4240.$$

В этих условиях принято, А:

$$I_{C3\ W2-2} = 4240.$$

Ток срабатывания реле второй ступени, А:

$$I_{cp\ W2-2} = \frac{k_{cx} I_{C3\ W2-2}}{k_{TA}} = \frac{1 \cdot 4240}{200} = 21,2.$$

Для второй ступени защиты выбирается реле РТ-40/50.

Третья ступень защиты – МТЗ. Ее ток срабатывания выбирается по условию возврата защиты в исходное состояние в наиболее тяжелом для линии W1 послеаварийном режиме. Этот режим может возникнуть при самозапуске электродвигателей всех нагрузок в сети (Н1 – Н5), если в исходном нормальном режиме трансформаторы Т1, Т2 и Т3 получают питание по линии W2 (линия W1 выведена из работы, а секционный выключатель Q15 на подстанции №3 включен). В этих условиях, в случае отключения головной линии W2, последующего ее включения устройством АПВ и восстановления питания на шинах 35 кВ подстанций №2 и №3, в линии W2 может возникнуть наибольший ток, А, так же как и в линии W1 в аналогичных условиях:

$$I_{сзап\ W2} = I_{сзап\ Н1} + I_{сзап\ Н2} + I_{сзап\ Н3} + I_{сзап\ Н4} + I_{сзап\ Н5} = 668,5.$$

Ток срабатывания третьей ступени, А:

$$I_{C3\ W2-3} = \frac{k_3}{k_B} I_{сзап\ W2} = \frac{1,3}{0,85} \cdot 668,5 = 1022.$$

При этом защита отстроена от максимального рабочего тока в линии W2 (495 А) и можно принять, А:

$$I_{C3\ W2-3} = 1022.$$

Ток срабатывания реле третьей ступени защиты, А:

$$I_{\text{ср } W2-3} = k_{\text{сх}} I_{\text{сз } W2-3} / k_{\text{ТА}} = 1022 / 200 = 5,1.$$

Коэффициент чувствительности третьей ступени защиты для основного действия:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{К min } W2 \text{ К}2}^{(2)} / I_{\text{сз } W2-3} = 12000 \cdot 10 / (1022 \cdot 35) = 3,4 > 1,5.$$

Здесь $I_{\text{К min } W2 \text{ К}2}^{(2)}$ – ток в месте установки защиты на линии W2 при двухфазном КЗ в расчетной точке К2, приведенный к стороне 35 кВ.

Как видно, третья ступень защиты имеет достаточную чувствительность.

Для третьей ступени защиты выбирается реле тока РТ-40/10 с диапазоном уставок от 2,5 до 10 А.

Выдержка времени третьей ступени защиты должна быть согласована с выдержкой времени срабатывания МТЗ, установленной на трансформаторе Т1 (6 с), и выдержкой времени срабатывания третьей ступени защиты, установленной на линии W3 на подстанции №2 (2,5 с):

$$t_{\text{сз } W2-3} = t_{\text{сз } T1} + \Delta t = 6 + 0,5 = 6,5.$$

Реле времени для второй и третьей ступеней защиты линии W2 – ЭВ-132 с диапазоном выдержек времени от 0,5 до 9 с и номинальным напряжением питания 220 В.

Промежуточные реле – РП-221 с номинальным напряжением питания 220 В.

Указательные реле – РУ-21/0,01.

Схема защиты, устанавливаемой на линии W2 на подстанции №1, не отличается от схемы аналогичной защиты линии W1 (см. рис. 3.19).

Производится проверка ТТ на 10%-ю погрешность.

Определяется предельная кратность тока для ТТ на подстанции № 1:

$$k_{10} = I_{1 \text{ расч}} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 I_{\text{сз } W2-1} / I_{1 \text{ ном ТТ}} = 1,1 \cdot 4730 / 1000 = 5,2.$$

По кривым предельной кратности для ТФНД-35М (прил. 5) определяется максимальное значение сопротивления нагрузки ТТ – 10 Ом.

Расчетное наибольшее сопротивление нагрузки ТТ:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 R_{\text{пр}} + 2 Z_{\text{РТ-40/50}} + Z_{\text{РТ-40/10}} + R_{\text{пер}}.$$

Здесь $Z_{\text{РТ-40}} = \frac{S_{\text{р}}}{I_{\text{ср min}}^2}$ – сопротивление реле РТ-40 при мини-

мальной уставке; $S_{\text{р}}$ и $I_{\text{ср min}}$ – расчётная мощность реле, В·А, и минимальный ток срабатывания реле, А (для реле РТ-40/50 $S_{\text{р}} = 0,8$, $I_{\text{ср min}} = 12,5$; для реле РТ-40/10 $S_{\text{р}} = 0,5$, $I_{\text{ср min}} = 2,5$) [9]; $R_{\text{пр}}$ – активное сопротивление проводников в сигнальном кабеле, Ом (можно принять $R_{\text{пр}} = 0,05$); $R_{\text{пер}}$ – активное сопротивление переходных контактов, Ом (можно принять $R_{\text{пер}} = 0,1$).

Значение расчетного наибольшего сопротивления, Ом:

$$Z_{\text{н. расч}} = 2 \cdot 0,05 + 2 \cdot 0,8 / (12,5)^2 + 0,5 / (2,5)^2 + 0,1 = 0,29.$$

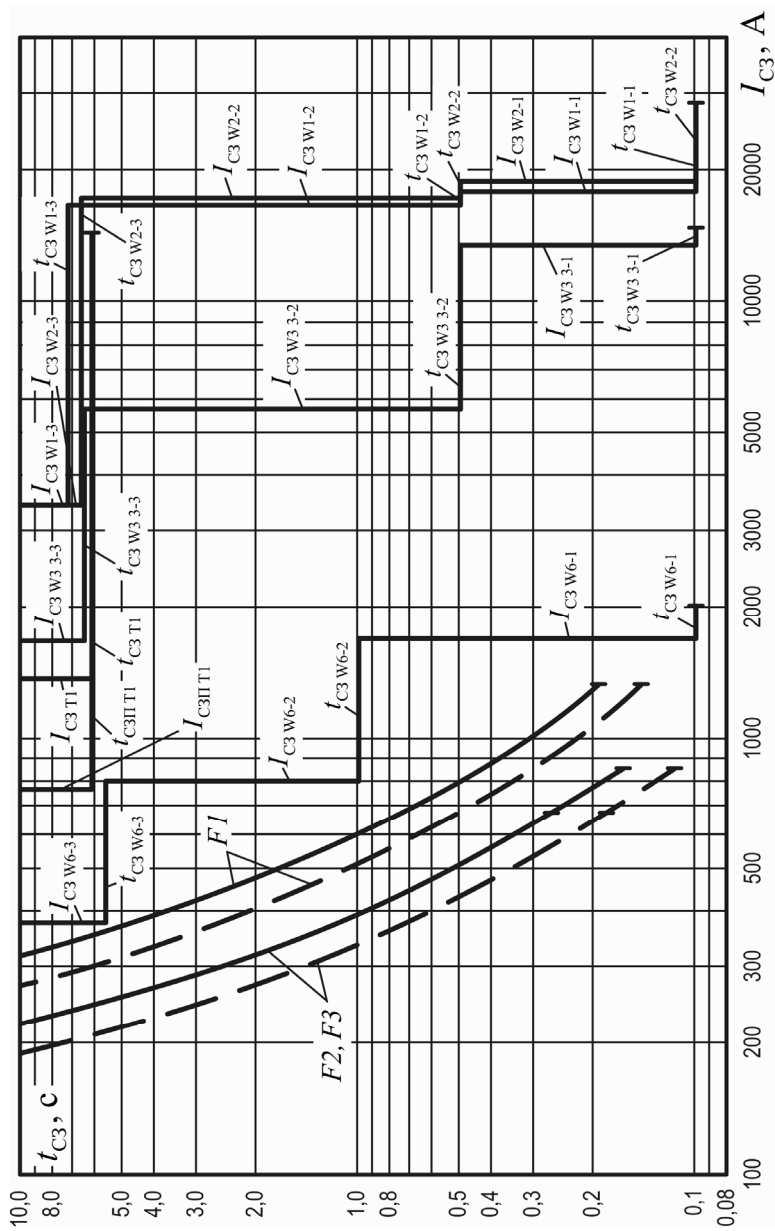
Это значение (0,29 Ом) значительно меньше допустимого (10 Ом). Следовательно, режим работы ТТ в защите, установленной на линии W2 на подстанции №1, соответствует требованиям при выполнении которых полная погрешность ТТ не превысит 10%.

3.4.10. Проверка согласования защит

Наиболее наглядное представление о согласовании защит, установленных на разных элементах электрической системы, дают характеристики этих защит в графическом виде – карты селективности (рис. 3.21а и 3.21б).

Для этого характеристики должны быть приведены к одной ступени напряжения электрической системы, например, к стороне 10 кВ. Как правило, на карты селективности выносятся характеристики только тех защит, которые необходимо отстраивать друг от друга по времени или току и которые обтекаются током КЗ при КЗ в наиболее удалённой точке сети. Именно по этой причине характеристики защит представлены на двух рисунках, а не на одном.

Расчетным путем получены значения параметров защит, необходимые для построения характеристик (табл. 3.14).



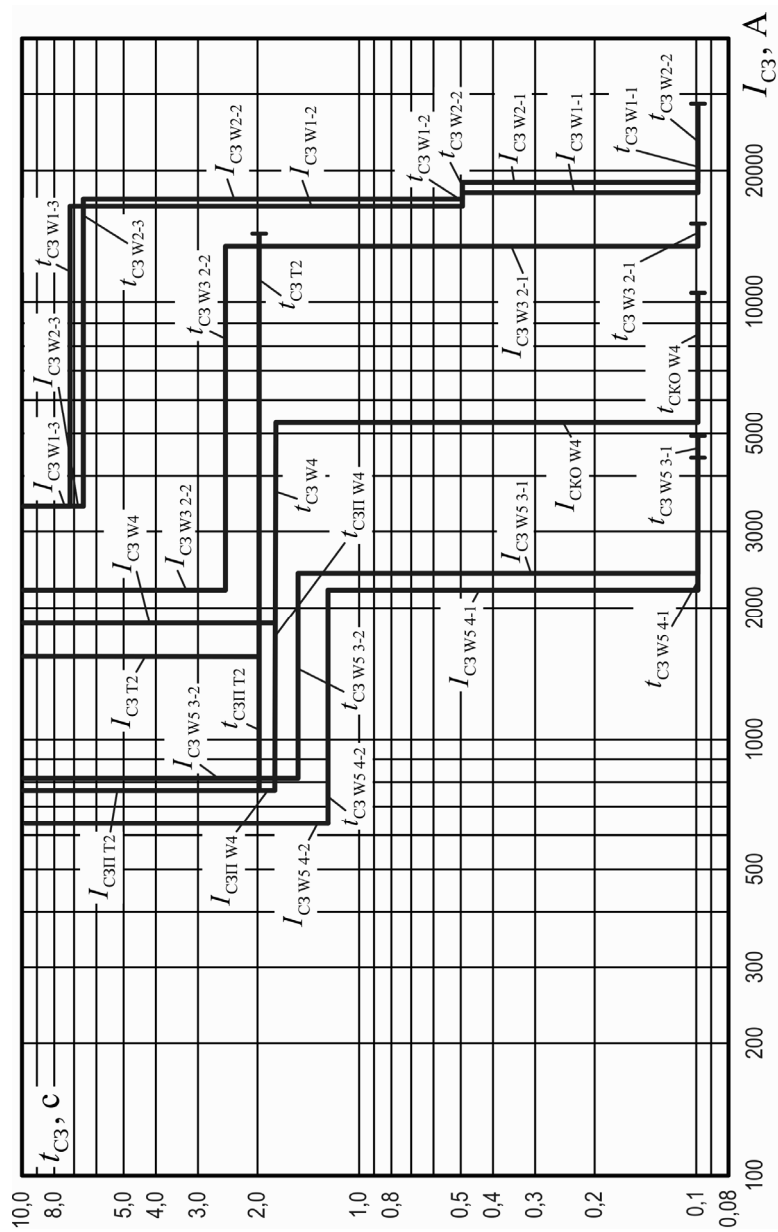


Таблица 3.14

Параметры срабатывания защит

Место установки защиты	Значение тока срабатывания, А			Время срабатывания	
	Обозначение	приведенное к стороне 35 кВ	приведенное к стороне 10 кВ	Обозначение	Значение, с
1	2	3	4	5	6
Линия W1, подстанция №1	$I_{C3\ W\ 1-1}$	4420	15470		
	$I_{C3\ W\ 1-2}$	4030	14105	$t_{C3\ W\ 1-2}$	0,5
	$I_{C3\ W\ 1-3}$	1022	3577	$t_{C3\ W\ 1-3}$	7
Линия W2, подстанция №1	$I_{C3\ W\ 2-1}$	4730	16555		
	$I_{C3\ W\ 2-2}$	4240	14840	$t_{C3\ W\ 2-2}$	0,5
	$I_{C3\ W\ 2-3}$	1022	3577	$t_{C3\ W\ 2-3}$	6,5
Линия W3, подстанция №2	$I_{C3\ W\ 32-1}$	3530	12355		
	$I_{C3\ W\ 32-2}$	637	2230	$t_{C3\ W\ 32-2}$	2,5
Линия W3, подстанция №3	$I_{C3\ W\ 33-1}$	3360	11760		
	$I_{C3\ W\ 33-2}$	1530	5355	$t_{C3\ W\ 33-2}$	0,5
	$I_{C3\ W\ 33-3}$	396	1386	$t_{C3\ W\ 33-3}$	6,5
Линия W4 (блок линия–трансформатор W4-T3)	$I_{CKO\ W\ 4}$	1360	4760		
	$I_{C3M\ T3\ W\ 4}$	536	1860	$t_{C3\ MT3\ W4}$	1,7
	$I_{C3П\ W\ 4}$	203,8	713	$t_{C3П\ W4}$	1,7
Линия W5, подстанция №4	$I_{C3\ W\ 54-1}$		2340		
	$I_{C3\ W\ 54-2}$		657	$t_{C3\ W\ 54-2}$	1,2
Линия W5, подстанция №3	$I_{C3\ W\ 53-1}$		2448		
	$I_{C3\ W\ 53-2}$		808	$t_{C3\ W\ 53-2}$	1,5
Трансформатор T2	$I_{C3\ T\ 2}$	419	1467	$t_{C3\ T2}$	2
	$I_{C3П\ T\ 2}$	203,8	713	$t_{C3П\ T2}$	2
Трансформатор T1	$I_{C3\ T1}$	356	1246	$t_{C3\ T1}$	6
	$I_{C3П\ T\ 1}$	203,8	713	$t_{C3П\ T1}$	6
Магистральная линия W6, подстанция №2	$I_{C3\ W\ 6-1}$		1560		
	$I_{C3\ W\ 6-2}$		804	$t_{C3\ W\ 6-2}$	0,5
	$I_{C3\ W\ 6-3}$		370	$t_{C3\ W\ 6-3}$	5,5

4. РАСЧЁТ И СОГЛАСОВАНИЕ СРЕДСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ БАЗАХ

Требуется рассчитать и согласовать релейную защиту системы электроснабжения (рис. 4.1). Защиту линии W3 выполнить на электромеханической базе (реле РТ-40; независимая времятоковая характеристика МТЗ); линии W2 – на базе устройства СИРИУС-2-Л (независимая времятоковая характеристика МТЗ); линии W1 – также на основе устройства СИРИУС-2-Л. Оценить эффективность МТЗ с различными времятоковыми характеристиками.

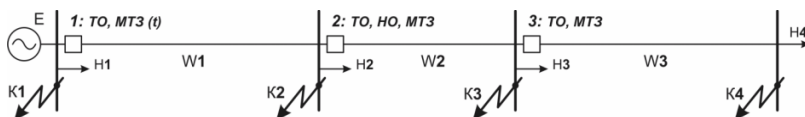


Рис. 4.1

4.1. Исходные данные

Параметры энергосистемы:

$$E_c = \frac{10,5}{\sqrt{3}} = 6062; \quad x_c = 0,1 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{уд } W1} = 0,299, \quad r_{\text{уд } W2} = 0,42, \quad r_{\text{уд } W3} = 0,592 \text{ Ом/км};$$

$$x_{\text{уд } W1} = 0,4, \quad x_{\text{уд } W2} = 0,4, \quad x_{\text{уд } W3} = 0,4 \text{ Ом/км};$$

$$l_1 = 4, \quad l_2 = 3, \quad l_3 = 4 \text{ км}.$$

Максимальные рабочие токи линий, А:

$$I_{\text{раб max } W1} = 330; \quad I_{\text{раб max } W2} = 265; \quad I_{\text{раб max } W3} = 210.$$

Время действия собственных защит нагрузок, с:

$$t_{C3 \text{ H1}} = 0,6; \quad t_{C3 \text{ H2}} = 0,9; \quad t_{C3 \text{ H3}} = 1,1; \quad t_{C3 \text{ H4}} = 0,8.$$

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$k_{TA} = 500 / 5.$$

4.2. Расчёт защиты линии W3

Токи трёхфазного и двухфазного КЗ на линии W3 (функции от l):

$$I_{\text{К W3}}^{(3)}(l) = \frac{E}{\sqrt{(r_1 \times L_1 + r_2 \times L_2 + r_3 \times l) + (x_c + x_1 \times L_1 + x_2 \times L_2 + x_3 \times l)}};$$

$$I_{\text{К W3}}^{(2)}(l) = I_{\text{К W3}}^{(3)}(l) \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

Ток срабатывания отсечки линии W3, А:

$$I_{\text{ТО W3}} = k_3 I_{\text{К max K4}}^{(3)} = 1,3 \cdot I_{\text{К W3}}^{(3)}(L_3) = 1194,6.$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТА}}} I_{\text{ТО W3}} = \frac{1}{100} 1194,6 = 11,95.$$

Принятое значение тока срабатывания реле (уставка), А:
 $I_{\text{уст}} = 12.$

Уточнённое значение тока срабатывания отсечки линии W3:

$$I_{\text{ТО W3}} = \frac{k_{\text{ТА}}}{k_{\text{сх}}} I_{\text{уст}} = \frac{100}{1} 12 = 1200.$$

Эффективность токовой отсечки линии W3 оценивается графически по длине зоны действия (рис. 4.2). Длина минимальной зоны действия ТО W3, %:

$$l_{\text{ТО W3 min}} = \frac{L_{\text{ТО W3 min}}}{L_3} 100 = 20,8 > 15 - \text{токовая отсечка эффективна.}$$

Ток срабатывания МТЗ линии W3, А:

$$I_{\text{МТЗ W3}} = \frac{k_3 k_{\text{сзап}}}{k_{\text{Б}}} I_{\text{раб max W3}} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} 210 = 355,8.$$

Ток срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТА}}} I_{\text{МТЗ W3}} = \frac{1}{100} 355,8 = 3,56.$$



Рис. 4.2

Принятое значение тока срабатывания реле (уставка), А: $I_{уст} = 3,6$.

Уточнённое значение тока срабатывания отсечки линии W3, А:

$$I_{MT3 W3} = \frac{k_{TA}}{k_{cx}} I_{уст} = \frac{100}{1} 3,6 = 360.$$

Проверка чувствительности МТЗ линии W3:

$$k_{ч. осн МТЗ W3} = \frac{I_{K \min K4}^{(2)}}{I_{MT3 W3}} = \frac{I_{K W3}^{(2)}(L_3)}{360} = 2,21 > 1,5. \text{ МТЗ эффективна.}$$

Время срабатывания МТЗ линии W3, с:

$$t_{MT3 W3} = t_{C3 H4} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3.$$

Токовые характеристики двухступенчатой защиты линии W3 (рис. 4.3).

4.3. Расчёт защиты линии W2

Токи трёхфазного и двухфазного КЗ на линии W2 (функции от l):

$$I_{K W3}^{(3)}(l) = \frac{E}{\sqrt{(r_1 \times L_1 + r_2 \times l)^2 + (x_c + x_1 \times L_1 + x_2 \times l)}};$$

$$I_{K W3}^{(2)}(l) = I_{K W3}^{(3)}(l) \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

Ток срабатывания отсечки линии W2, А:

$$I_{TO W2} = k_3 I_{K \max K3}^{(3)} = 1,2 \cdot I_{K W2}^{(3)}(L_3) = 1914,2.$$

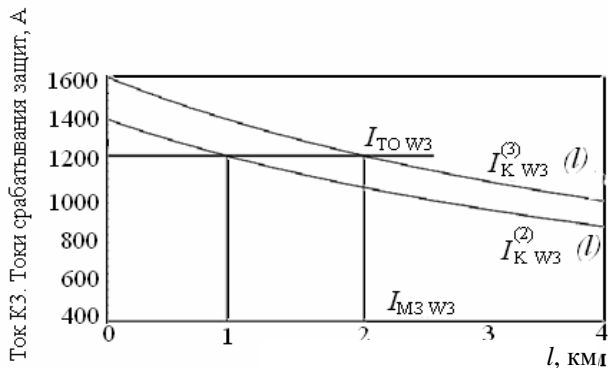


Рис. 4.3

Уставка по току (МТЗ-1) для устройства СИРИУС-2-Л (не требует уточнения), А:

$$I_{уст} = \frac{k_{сх}}{k_{ТА}} \cdot I_{ТО W2} = \frac{1}{100} 1914,2 = 19,14.$$

Длина минимальной зоны действия токовой отсечки линии W2 определяется графическим путем (рис. 4.4), %:

$$l_{ТО W2 \min} = \frac{l_{ТО W2 \min}}{L_2} 100 = 38,7 > 15 - \text{токовая отсечка эффективна.}$$

Ток срабатывания МТЗ линии W2, А:

$$I_{МТЗ W2} = \frac{k_3 k_{сзап}}{k_b} I_{раб \max W2} \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,93} 265 = 376,1.$$

Уставка по току (МТЗ-3) для устройства СИРИУС-2-Л, А:

$$I_{уст} = \frac{k_{сх}}{k_{ТА}} I_{МТЗ W2} = \frac{1}{100} 376,1 = 3,76.$$

Проверка чувствительности МТЗ линии W2 в режимах основного и резервного действия:

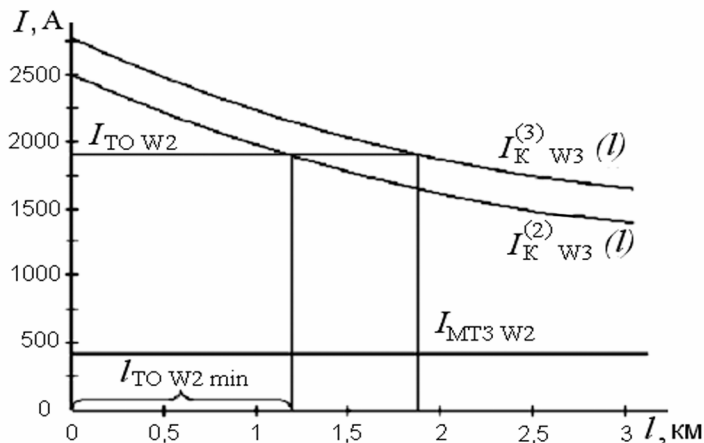


Рис. 4.4

$$k_{\text{ч.осн МТЗ W2}} = \frac{I_{\text{K min K3}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ W2}}} = \frac{I_{\text{K W2}}^{(2)}(L_2)}{376} = 3,67 > 1,5. \text{ МТЗ эффективна.}$$

$$k_{\text{ч.рез МТЗ W2}} = \frac{I_{\text{K min K4}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ W2}}} = \frac{I_{\text{K W3}}^{(2)}(L_3)}{376} = 2,12 > 1,2. \text{ МТЗ эффективна.}$$

Время срабатывания МТЗ линии W2, с:

$$t_{\text{МТЗ W2}} = \max(t_{\text{МТЗ W3}}; t_{\text{CЗНЗ}}) + \Delta t = \max(1,3; 1,1) + \Delta t = 1,3 + 0,4 = 1,7.$$

Можно (но не обязательно) ввести дополнительную ступень защиты – токовую отсечку с выдержкой времени. Ток срабатывания этой отсечки, А:

$$I_{\text{HO W2}} = k_3 I_{\text{TO W1}} = 1,1 \cdot 1200 = 1320,0.$$

Уставка по току (МТЗ-2) для устройства СИРИУС-2-Л, А:

$$I_{\text{уст}} = \frac{k_{\text{cx}}}{k_{\text{ТА}}} I_{\text{HO W2}} = \frac{1}{100} 1320,0 = 13,20.$$

Время срабатывания неселективной отсечки линии W2, с:

$$t_{\text{HO W2}} = t_{\text{TO W2}} + \Delta t_{\text{min}} = 0,1 + 0,4 = 0,5.$$

Токовые характеристики трёхступенчатой защиты линии W2 представлены на рис. 4.5.

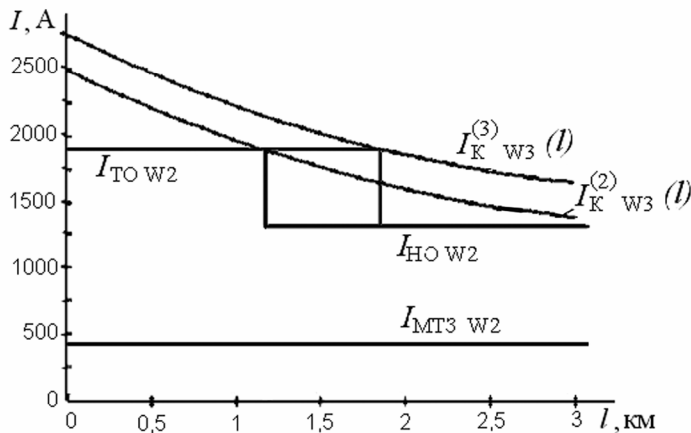


Рис. 4.5

4.4. Расчёт защиты линии W1

Токи трёхфазного и двухфазного КЗ на линии W1 (функции от l):

$$I_{K W1}^{(3)}(l) = \frac{E}{\sqrt{(r_1 \cdot l)^2 + (x_c + x_1 \cdot l)^2}};$$

$$I_{K W3}^{(2)}(l) = I_{K W3}^{(3)}(l) \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

Ток срабатывания отсечки линии W1, А:

$$I_{TO W1} = k_3 I_{K \max K2}^{(3)} = 1,2 I_{K W1}^{(3)}(L_1) = 3499,8.$$

Токовые характеристики защит линии W2.

Уставка по току (MT3-1) для устройства СИРИУС-2-Л, А:

$$I_{уст} = \frac{k_{cx}}{k_{TA}} I_{TO W1} = \frac{1}{100} 3499,8 = 34,99.$$

Длина зоны действия токовой отсечки линии W1 определяется графическим методом (рис. 4.6), %:

$$l_{TO W1 \min} = \frac{l_{TO W1 \min}}{L_1} 100 = 71 > 15. \text{ Токовая отсечка эффективна.}$$

Ток срабатывания МТЗ линии W1, А:

$$I_{\text{МТЗ W1}} = \frac{k_3 k_{\text{сзап}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб max W1}} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,93} 330 = 468,4.$$

Уставка по току (МТЗ-3) для устройства СИРИУС-2-Л, А:

$$I_{\text{уст}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТА}}} I_{\text{МТЗ W1}} = \frac{1}{100} 468,4 = 4,68.$$

Проверка чувствительности МТЗ линии W1:

$$k_{\text{ч.осн МТЗ W1}} = \frac{I_{\text{К min K2}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ W1}}} = \frac{I_{\text{К W1}}^{(2)}(L_1)}{468} = 5,39 > 1,5. \text{ МТЗ эффективна.}$$

$$k_{\text{ч.рез МТЗ W1}} = \frac{I_{\text{К min K3}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ W1}}} = \frac{I_{\text{К W2}}^{(2)}(L_2)}{468} = 2,95 > 1,2. \text{ МТЗ эффективна.}$$

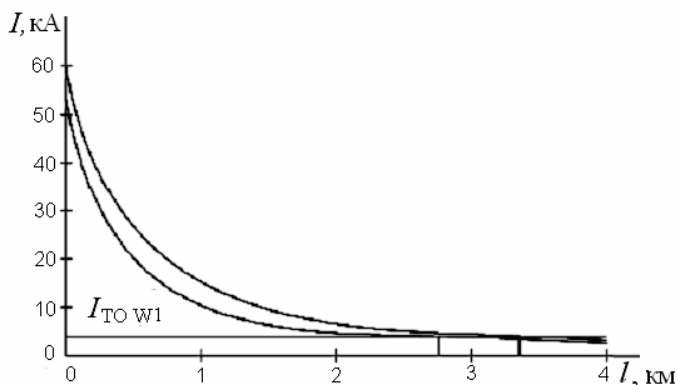


Рис. 4.6

Ступень МТЗ-3 устройства СИРИУС-2-Л может обладать независимой или одной из нескольких разновидностей зависимых времятоковых характеристик. Вне зависимости от принятого типа времятоковой характеристики, уставки по току, как правило, остаются одними и теми же. Следовательно, токовые характеристики (рис. 4.7, верхний график), временные характеристики всех защит при независимом типе времятоковой характе-

ристики МТЗ-3 линии W1 (рис. 4.7, нижний график) во всех случаях будут выглядеть одинаково.

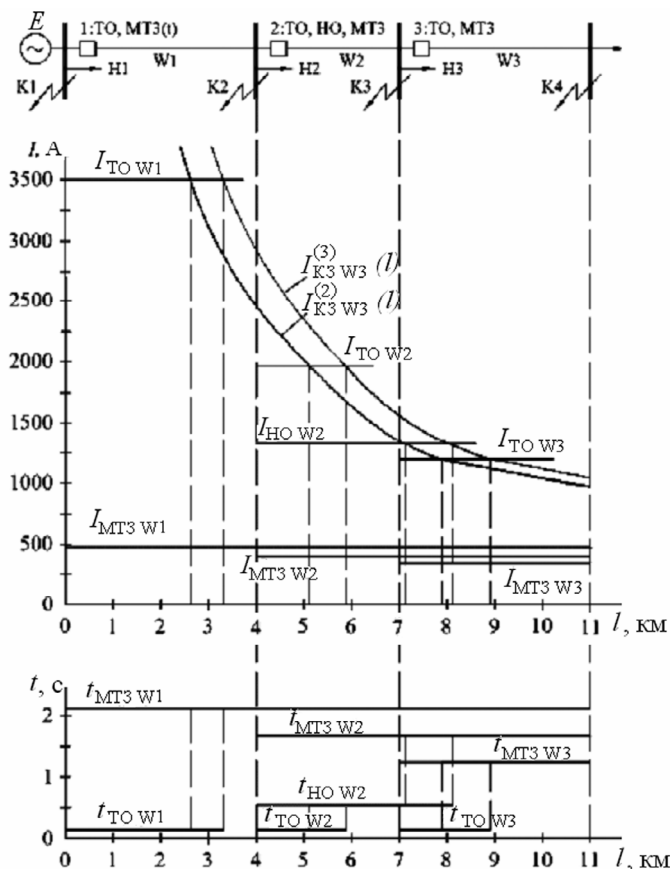


Рис. 4.7

Карта селективности, а также временные характеристики (рис. 4.8) при всей простоте реализации защиты с независимыми время-токовыми характеристиками во многих случаях имеет излишний запас по времени срабатывания по отношению к защите удалённого объекта. Например, если при коротком замыкании ток принимает значение в интервале ($I_{TO W2}$; $I_{TO W1}$), то при отказе отсечки линии W2 (со временем действия $\approx 0,1$ с) в режиме резервного действия работает МТЗ линии W1 со временем действия 2,1 с.

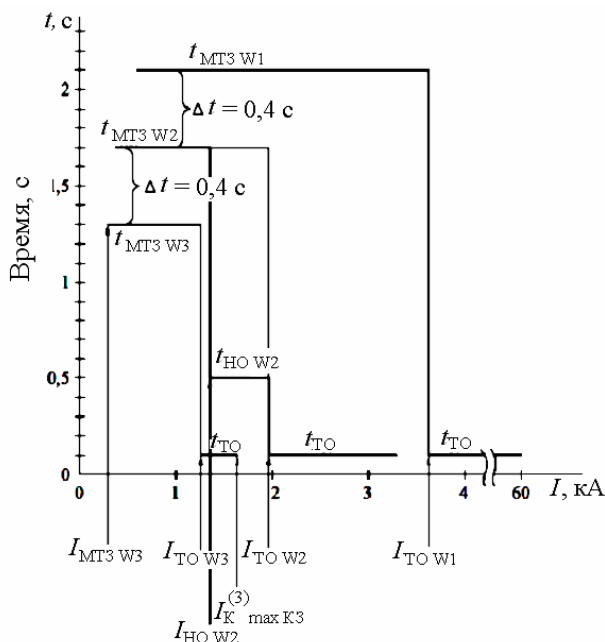


Рис. 4.8

С таким же временем будет действовать эта МТЗ при КЗ в конце линии W1. Уменьшить запас времени срабатывания и повысить тем самым эффективность действия системы защиты в целом можно только путём использования защит, обладающих правильно подобранной зависимой характеристикой времени срабатывания.

Устройство СИРИУС-2-Л позволяет выбрать при реализации МТЗ одну из пяти зависимых времятоковых характеристик (рис. 4.9).

Следует помнить, что $t_{уст}$, входящее в описывающие эти характеристики выражения (см. формулы на соответствующих графиках рис. 4.9), необходимо определять расчётным путём или графически, поскольку время действия МТЗ теперь величина не постоянная, а зависящая от тока КЗ.

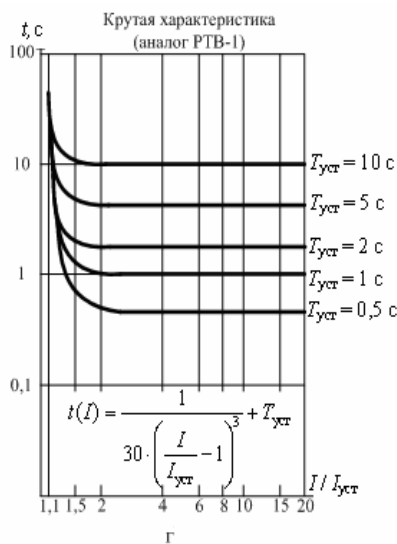
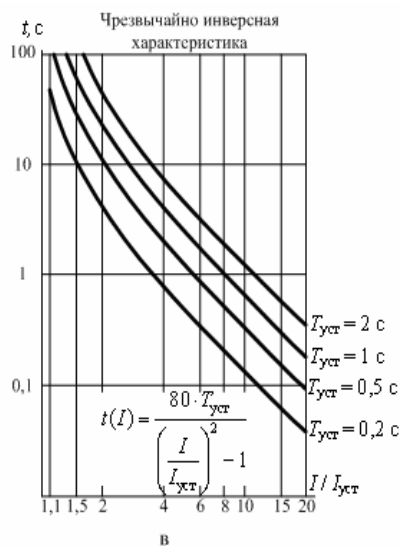
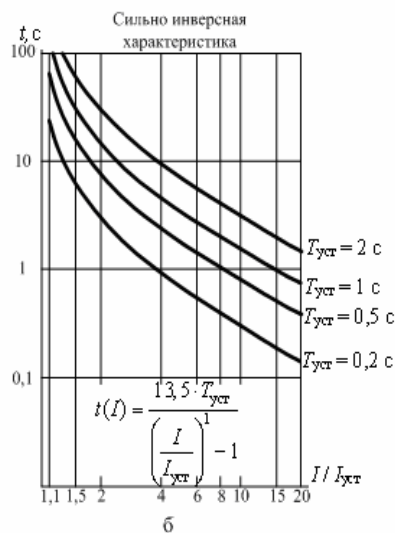
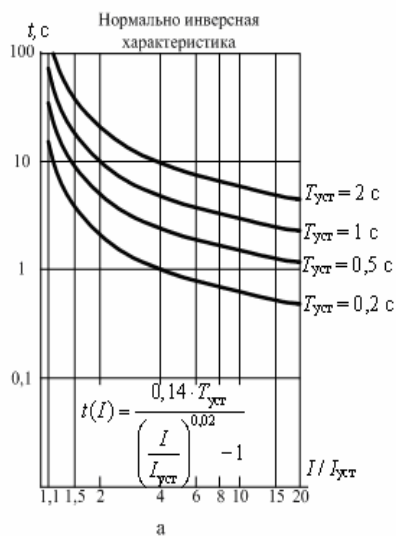


Рис. 4.9 (начало)

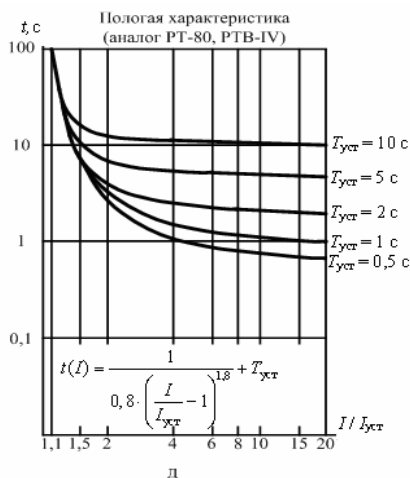


Рис. 4.9 (окончание)

При использовании нормально инверсной времятоковой характеристики требуемой минимально возможной степени селективности удаётся достичь при $t_{уст}$ 0,315 с (рис. 4.12) – карта селективности; рис. 4.13 – временные характеристики защит). Экспериментальное сравнение защит с различными характеристиками показывает, что ещё меньший запас времени при сохранении взаимного резервирования обеспечивает защита с сильно инверсной характеристикой времени срабатывания при $t_{уст}$ 0,285 с (рис. 4.14 и 4.15).

Карта селективности защит участка энергосистемы (защиты с независимыми времятоковыми характеристиками).

Однако ещё меньшего времени действия защит удаётся достичь, если временные характеристики МТЗ отстраивать не друг от друга, а от характеристик тех защит, которые, обладая достаточной зоной действия, срабатывают быстрее ввиду меньшей выдержки времени. Этот подход иллюстрируется рис. 4.16 (ср. с рис. 4.14) и рис. 4.17 (ср. с рис. 4.15). Здесь на линии W2, к примеру, МТЗ выполняет только резервные функции; защита линии полностью обеспечивается первыми двумя ступенями. Следовательно, от них и необходимо отстраивать МТЗ линии W1. Это позволяет принять $t_{уст}$ ещё меньшим ($t_{уст} = 0,205 \text{ с}$; характеристика сильно инверсная).

Например, если в качестве $t_{уст}$ принять рассчитанное ранее время действия МТЗ линии W1, то реальное времядействия этой защиты оказывается недопустимо большим: на карте селективности при использовании нормально инверсной характеристики $t_{уст}$ и $t_{МТЗ-1}$ равны 2,1 с (рис. 4.10), а временные характеристики защит при тех же параметрах срабатывания (рис. 4.11).

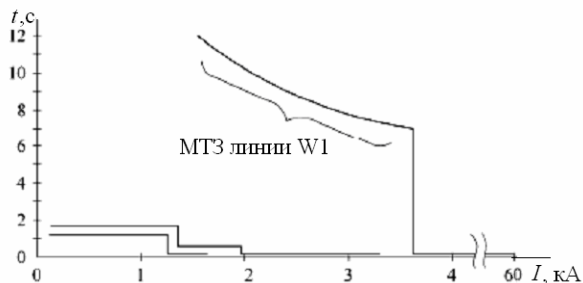


Рис. 4.10

Данный подход оказывается справедливым, если считать надёжность отдельных защит достаточно высокой, т.к. в случае отказа какой-либо ступени селективность действия оказывается нарушенной.

При высоких требованиях к селективности можно, напротив, настроить защиты таким образом, чтобы не допускать необратимого действия защит при большинстве возможных вариантов их отказов. Однако в этом случае время действия защит оказывается завышенным, а использование зависимых времятоковых характеристик – нецелесообразным (рис. 4.18, 4.19).

Упрощенная электрическая принципиальная схема подключения терминала СИРИУС-2-Л приведена на рис. 4.20.

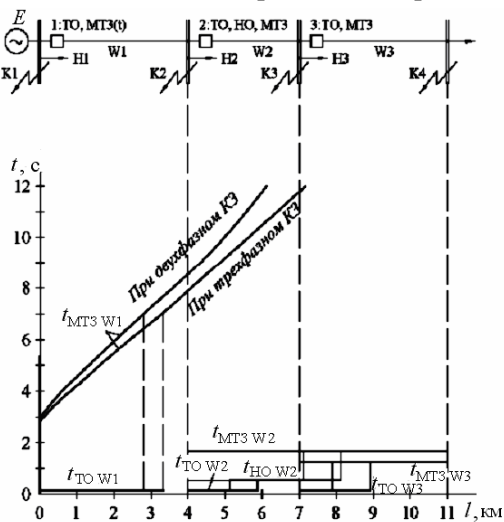


Рис. 4.11

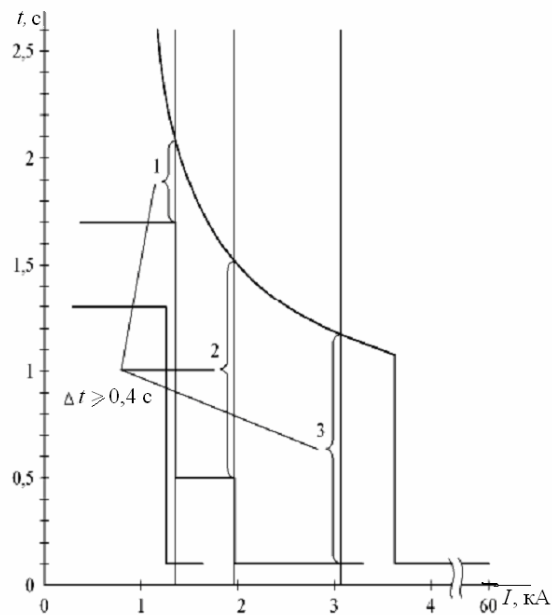


Рис. 4.12

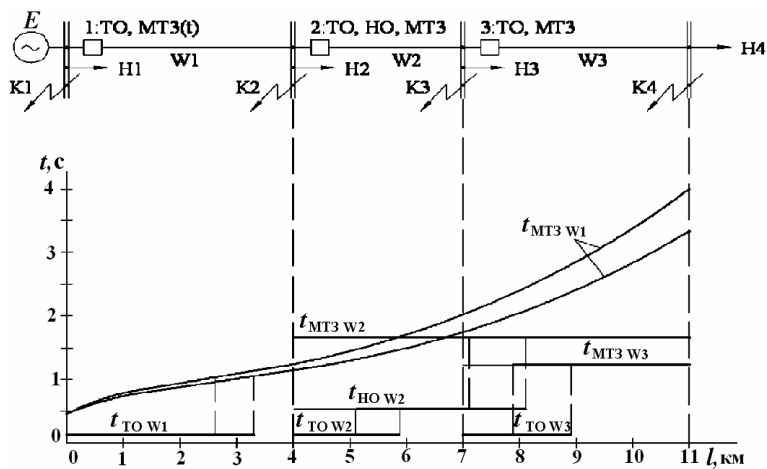


Рис.4.13

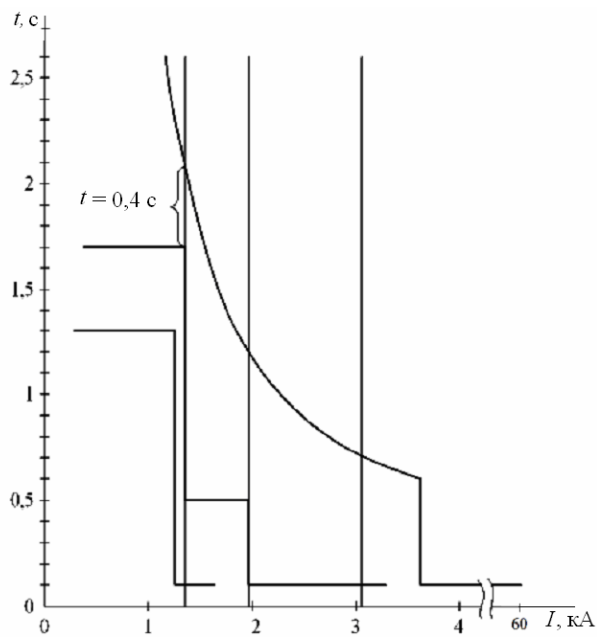


Рис. 4.14

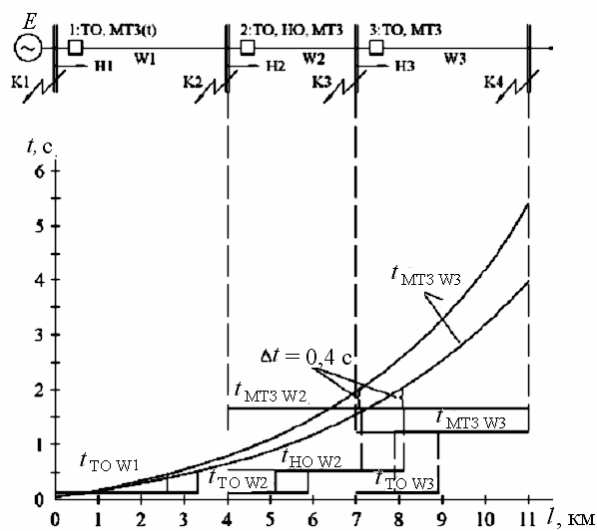
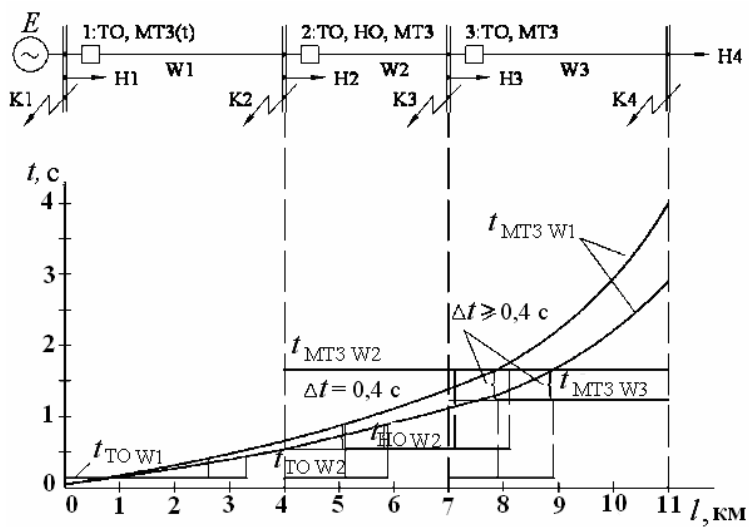
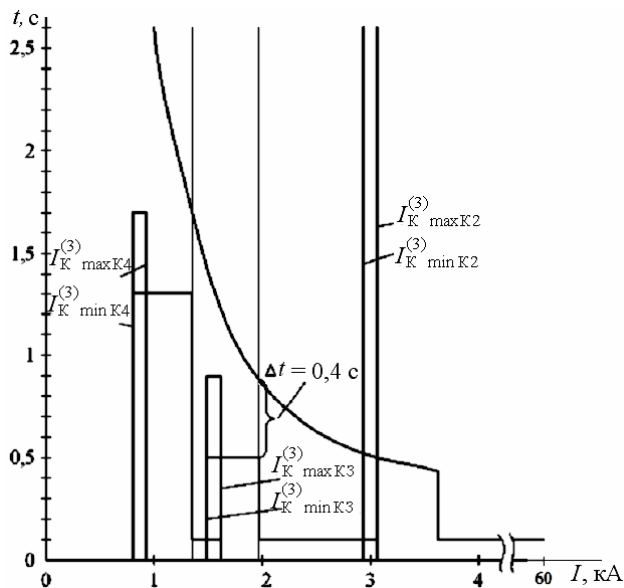


Рис. 4.15



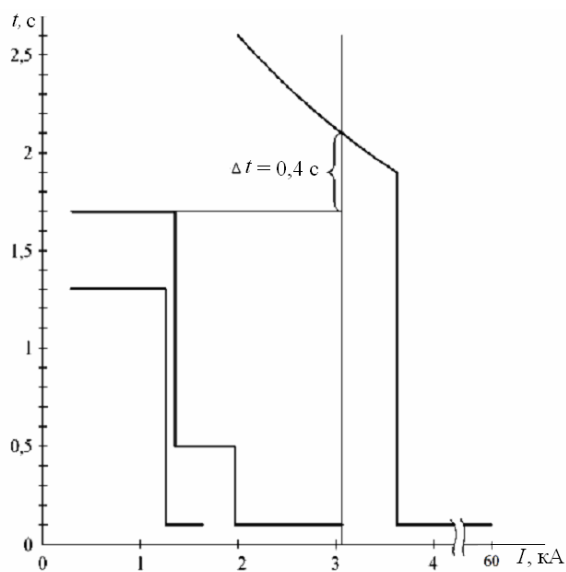


Рис. 4.18

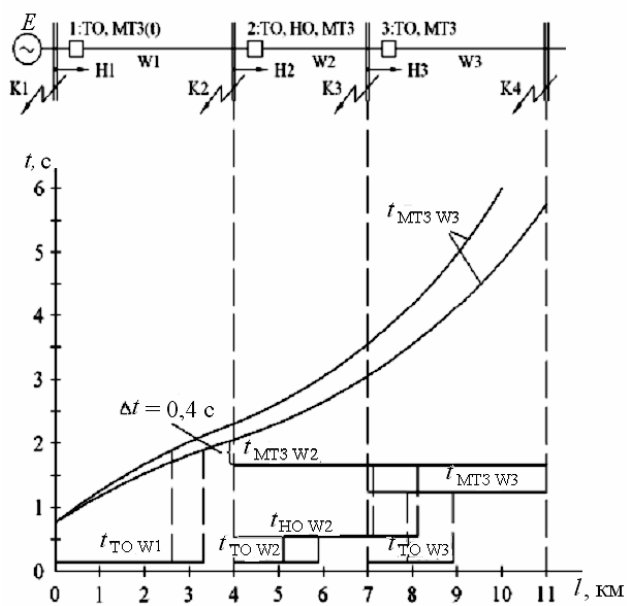


Рис. 4.19

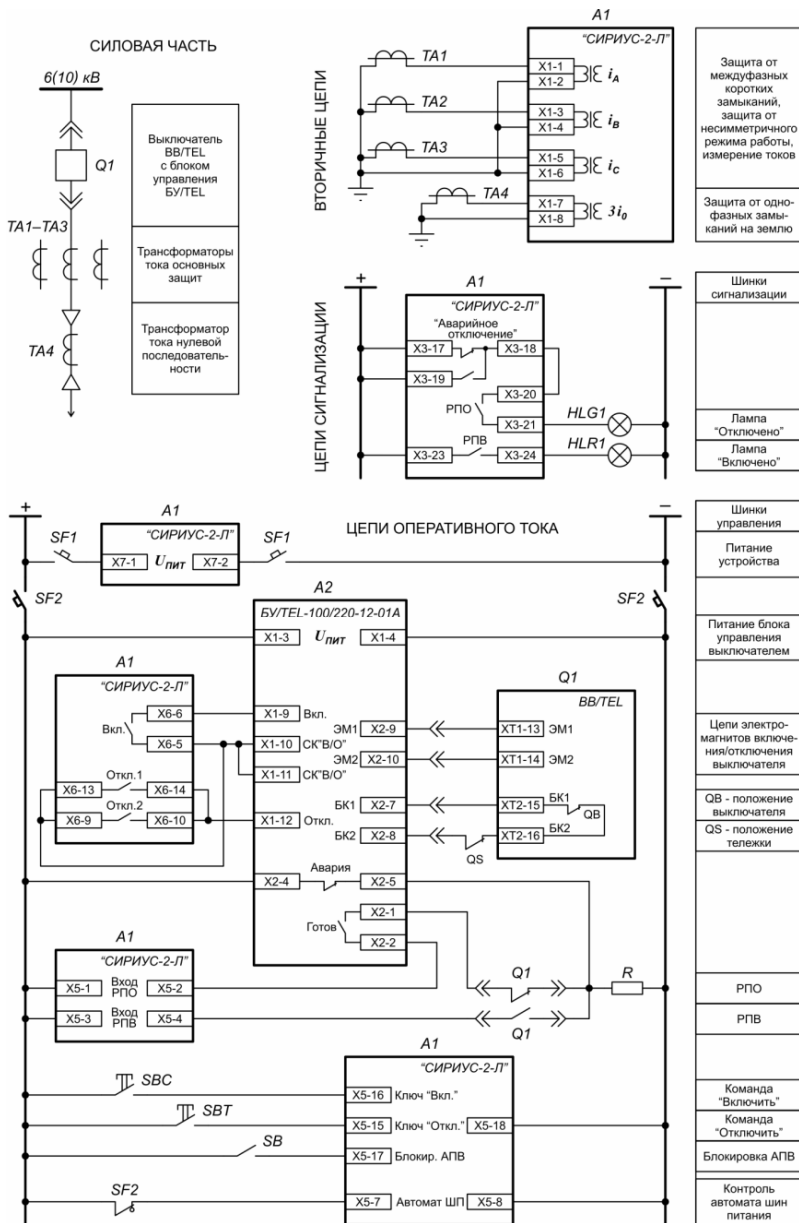


Рис. 4.20

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
2. Чернобровов Н.В. Релейная защита: учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974. – 680 с.
3. Беркович М.А. Основы техники релейной защиты / М.А. Беркович, В.В. Молчанов, В.А. Семенов. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.
4. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, 1976. – 288 с.
5. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2008. – 350 с.
6. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А.Ульянов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
7. Евдокунин Г.А. Внутренние перенапряжения в сетях 6–35 кВ / Г.А. Евдокунин, С.С. Титенков. – СПб.: Терция, 2004. – 188 с.
8. Сирота И.М. Трансформаторы и фильтры напряжения и тока нулевой последовательности / И.М.Сирота. – Киев: Наук. думка, 1983. – 268 с.
9. Шуин В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В.А.Шуин, А.В.Гусенков. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с.
10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справ. материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
11. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / А.В. Беляев. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.
12. Правила устройства электроустановок / М-во энергетики РФ. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 640 с.
13. Какуевицкий Л.И. Справочник реле защиты и автоматики / Л.И. Какуевицкий, Т.В. Смирнова; под ред. М.Э. Хейфица. – М.: Энергия, 1972. – 344 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Правила выполнения технического описания средств релейной защиты

Техническое описание средств релейной защиты содержит, как правило, текстовую часть, электрические схемы и другие графические материалы (векторные диаграммы, графики, осциллограммы и др.).

При изображении схем устройств релейной защиты пользуются общепринятыми буквенными обозначениями (табл. П 1.1) и условными графическими изображениями (табл. П 1.2).

Принципиальные электрические схемы релейной защиты имеют особенности. В них выделяются силовые электрические цепи, вторичные цепи тока, вторичные цепи напряжения, цепи оперативного тока, цепи сигнализации и др. В связи с этим обозначения реле и других электрических аппаратов часто расчленяются. Например, катушки реле изображаются в одной части схемы (в цепях тока и напряжения), а контакты реле – в другой (в оперативных цепях). При этом отдельные элементы реле имеют одинаковые буквенные обозначения с единой нумерацией.

Следует отметить, что электрические схемы принято изображать в состоянии, соответствующем отсутствию напряжения питания. В исключительных случаях допускается изображать схемы в других состояниях (или контакты отдельных реле в других положениях) с необходимыми пояснениями.

В сложных схемах часто используются текстовые пояснительные вставки, указывающие назначение отдельных электрических цепей (например, «оперативные цепи токовой отсечки», «оперативные цепи МТЗ», «цепи управления выключателем» и т.п.).

Таблица П 1.1

Условные буквенные обозначения на электрических схемах

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
1	2	3	4
Генератор	G	Предохранитель	F
Трансформатор (автотрансформатор)	T	Выпрямительный мост	VS
		Резистор	R
Измерительный трансформатор тока (первичный)	TA	Конденсатор	C
		Диод	VD
Измерительный трансформатор тока (вторичный)	TAL	Транзистор	VT
		Реле (общее обозначение)	K
Измерительный трансформатор напряжения (первичный)	TV	Реле тока	KA
		Реле напряжения	KV
Измерительный трансформатор напряжения (вторичный)	TVL	Реле мощности	KW
		Реле тока с насыщающимся трансформатором тока	KAT
Согласующий трансформатор	TL		
Трансреактор	TAV	Реле тока с торможением	KAW
Выключатель (силовой)	Q	Реле сопротивления	KZ
Отделитель	QR	Реле времени	KT
Короткозамыкатель	QN	Реле промежуточное	KL
Электромагнит включения выключателя	YAC	Реле указательное	KN
		Реле газовое	KSG
Электромагнит отключения выключателя	YAT	Реле частоты	KF
		Комплект защиты	AK
Контактор	KM	Устройство АПВ	AKS
Линия электропередачи	W	Лампа сигнальная (общее обозначение)	HL
Переключатель (цепей управления)		Лампа сигнальная красная	HLR
Переключатель режима	SAC	Лампа сигнальная зеленая	HLG
Кнопка управления	SB	Секундомер	PT

Условные графические изображения элементов электрических схем

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Обозначения рода тока и напряжения			
Ток постоянный	—	а) род машины (генератор — Г, двигатель — М и др.);	
Ток переменный. Общее обозначение	~	б) род тока, число фаз или вид соединения обмоток, например генератор трехфазный	
Допускается использовать общее обозначение переменного тока с указанием частоты, например ток переменный частотой 10 кГц	~ 10 кГц	Статор с трехфазной обмоткой:	
Ток постоянный и переменный (обозначение используется для устройств, пригодных для работы на постоянном и переменном токе)		а) соединенный в треугольник	
Ток переменный с числом фаз m и частотой f	$m \sim f$	б) соединенный в звезду	
Например, ток переменный трехфазный 50 Гц	3 ~ 50 Гц	Ротор электрической машины, обмотка трансформатора	
Полярность отрицательная	—	Ротор с обмоткой, коллектором и щетками	
Полярность положительная	+	Машина постоянного тока с независимым возбуждением	
Обозначения видов соединений обмоток		Машина постоянного тока с возбуждением от постоянных магнитов	
Обмотка трехфазная, соединенная в звезду		Обмотка, катушка индуктивности	
Обмотка трехфазная, соединенная в звезду с выведенной нейтралью		Обозначения катушек индуктивностей, дросселей, трансформаторов, автотрансформаторов	
Обмотка трехфазная, соединенная в треугольник		Обмотка трансформатора, автотрансформатора, дросселя и магнитного усилителя	
Обмотка трехфазная, соединенная в разомкнутый треугольник		Реактор	
Обмотка трехфазная, соединенная в зигзаг		Катушка индуктивности с отводами	
Обозначения общего применения		Катушка индуктивности с магнитодieleктрическим магнитопроводом	
Поток электромагнитной энергии, сигнал электрический:		Реактор (дроссель) с магнитопроводом	
а) в одном направлении		Трансформатор без магнитопровода с постоянной связью	
б) в обоих направлениях одновременно			
в) в обоих направлениях одновременно			
Обозначения электрических машин			
Статор электрической машины			
Примечание. Внутри окружности допускается указывать следующие данные:			

Продолжение табл. П 1.2

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Трансформатор однофазный с магнитопроводом трехобмоточный		Обозначения предохранителей	
Трансформатор трехфазный с магнитопроводом, соединение обмоток звезда — звезда с выведенной нейтральной точкой		Предохранитель пробивной	
Трансформатор трехфазный трехобмоточный с магнитопроводом; соединение обмоток звезда с регулированием под нагрузкой — треугольник — звезда с выведенной нейтральной точкой		Предохранитель плавкий. Общее обозначение	
Автотрансформатор трехфазный с магнитопроводом; соединение обмоток в звезду		Предохранитель инерционно-плавкий	
Трансформатор напряжения		Предохранитель быстродействующий	
Трансформатор тока с одной вторичной обмоткой		Выключатель-предохранитель	
Трансформатор тока с одним магнитопроводом и двумя вторичными обмотками		Разъединитель-предохранитель	
Обозначения разрядников		Обозначения резисторов и конденсаторов	
Промежуток искровой защитный (размеры по ГОСТ 2.747-68)		Резистор постоянный	
Разрядник. Общее обозначение		Примечание. Если необходимо указать номинальную мощность рассеяния резисторов, то для диапазона от 0,05 до 5 Вт допускается использовать следующие обозначения резисторов, номинальная мощность рассеяния которых равна:	
		0,05 Вт	
		0,125 Вт	
		0,25 Вт	
		0,5 Вт	
		1 Вт	
		2 Вт	
		5 Вт	
		Шунт измерительный	
		Резистор переменный	

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение						
Резистор подстроечный (общее обозначение)		Обозначения полупроводниковых приборов							
Терморезистор		Диод. Общее обозначение							
Конденсатор постоянной емкости		<table> <tr> <td>a</td><td>5</td><td>6</td></tr> <tr> <td>b</td><td>4</td><td>5</td></tr> </table>		a	5	6	b	4	5
a	5	6							
b	4	5							
Конденсатор электролитический полярный									
Конденсатор переменной емкости		Стабилитрон:							
Конденсатор подстроечный		а) односторонний							
Электронизмерительные приборы		б) двусторонний							
Прибор измерительный		Триодный незапираемый тиристор с управлением по аноду							
а) показывающий		Триодный незапираемый тиристор с управлением по катоду							
б) регистрирующий		Обозначения источников света							
в) интегрирующий (напрямер, счетчик)		Лампа накаливания осветительная и сигнальная							
Для указания назначения прибора в его обозначение вписывают буквенные обозначения измеряемых величин или их единиц, например:		Лампа газоразрядная осветительная и сигнальная							
а) амперметр	A	Лампа газоразрядная низкого давления с простыми электродами							
б) вольтметр	V	Химические источники тока							
в) вольтамперметр	VA	Элемент гальванический или аккумуляторный							
г) ваттметр	W	Батарея из гальванических элементов или аккумуляторов							
д) варметр	var	Общие обозначения линий электрической связи, проводов, кабелей и шин							
е) микроамперметр	μA	Линия электрической связи. Провод, кабель, шина							
ж) милливольтметр	mV	Экранирование групп линий электрической связи							
з) омметр	Ω	Линия электрической связи экранированная							
и) мегаомметр	MΩ								
к) частотомер	Hz								
л) фазометр:									
измеряющий сдвиг фаз	φ								
измеряющий коэффициент мощности	cos φ								
м) счетчик ампер-часов	Ah								
н) счетчик ватт-часов	Wh								
о) счетчик вольт-ампер-часов реактивный	varh								
п) измеритель температуры	t°								

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Заземление		б) при возврате	
Корпус (машины, аппарата, прибора)		в) при срабатывании и возврате	
Графическое пересечение двух линий электрической связи, электрически не соединенных. Линии должны пересекаться под углом 90°		Контакт для коммутации силовоточной цепи:	
Линия электрической связи с ответвлениями:		а) замыкающий	
а) одним		б) размыкающий	
б) двумя		в) замыкающий дугогасительный	
Обозначения контактов коммутационных устройств		г) размыкающий дугогасительный	
Контакт коммутационного устройства. Общее обозначение:		Контакт разъединителя	
а) замыкающий		Контакт выключателя-разъединителя	
б) размыкающий		Контакт с автоматическим возвратом при перегрузке	
в) переключающий		Примечание. При необходимости указания величины, при изменении которой происходит возврат, используют следующие знаки:	
г) переключающий без размыкания цепи		а) максимального тока	$I >$
д) переключающий со средним положением		б) минимального тока	$I <$
Контакт замыкающий с замедлителем, действующим:		в) обратного тока	$I \leftarrow$
а) при срабатывании		1) максимального напряжения	$U >$
		д) минимального напряжения	$U <$
		е) максимальной температуры	$t^\circ >$

Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение
Знаки проставляют около обозначения выключателя, например: выключатель трехполюсный автоматический максимального тока		Переключатели со сложной коммутацией изображают на схеме одним из следующих способов:	
Выключатель высокого напряжения		Обозначения реле	
Отделитель		Катушка электро-механического устройства. Выводы допускается изображать с одной стороны прямоугольника	
Короткозамыкатель		Катушка электро-механического устройства с двумя обмотками	
Контакты с ручным возвратом:		Катушка электро-механического устройства с указанием вида обмотки:	
а) замыкающий		а) обмотка напряжения	
б) размыкающий		б) обмотка максимального тока	
Контакт замыкающий импульсный		Катушка поляризованного электро-механического устройства	
Контакты неэлектрического устройства:		Катушка электро-механического устройства, работающего с ускорением при срабатывании	
а) замыкающий		Катушка электро-механического устройства, работающего с ускорением при срабатывании и отпускании	
б) размыкающий		Катушка электро-механического устройства, работающего с замедлением при срабатывании	
Выключатель кнопочный нажимной:		Катушка электро-механического устройства, работающего с замедлением при срабатывании	
а) с замыкающим контактом		Катушка электро-механического устройства, работающего с замедлением при отпускании	
б) с размыкающим контактом		Воспринимающая часть электротеплового реле	
Переключатель однополюсный многопозиционный, например четырехпозиционный		Реле электрическое с замыкающим, размыкающим и переключающим контактами (пример)	
Переключатель многопозиционный независимых цепей, например шести цепей			

2. Характеристики предохранителей типа ПКТ с номинальным напряжением 10 кВ

Предохранитель состоит из двух крышек 1 (рис. П2.1, а); двух контактных колпачков 2, закрепленных армирующим составом 3; плавкой вставки, состоящей из нескольких спиральных проводов 4; корпуса 5; нихромовой проволоки 6, удерживающей указатель 7 срабатывания предохранителя.

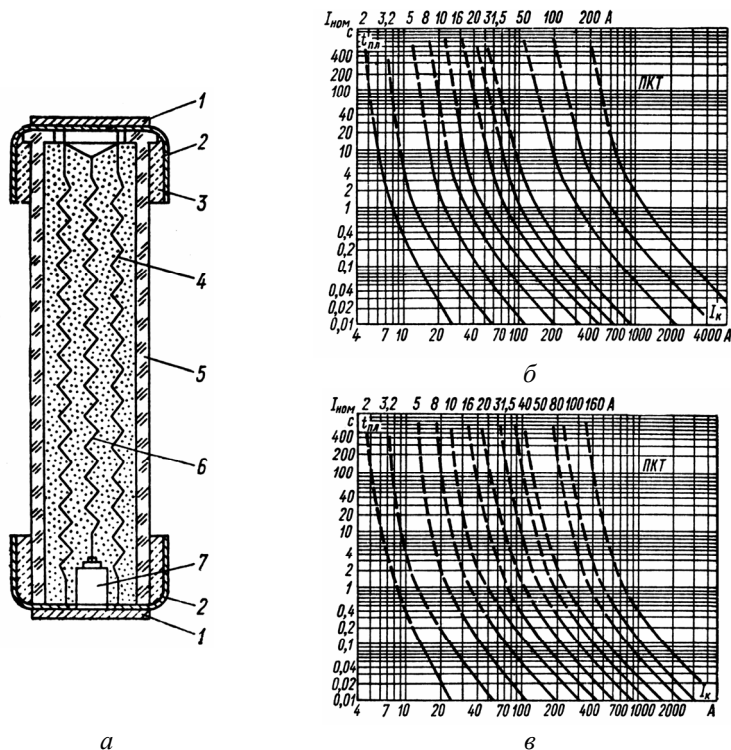


Рис. П2.1. Разрез предохранителя типа ПКТ (а);
времятоковые характеристики предохранителей типа ПКТ-101-10 с номинальным
током отключения 12,5 кА (б); времятоковые характеристики предохранителей типа
ПКТ-101-10, ПКТ-102-10, ПКТ-103-10, ПКТ-104-10 с номинальными токами
отключения 20 кА и 31,5 кА (в)

Полное обозначение предохранителя состоит из шести элементов. Например, ПКТ-102-10-40-31,5-УЗ: ПКТ - предохранитель кварцевый для трансформаторов и линий электропередачи; первая цифра 1 – наличие ударного устройства легкого типа;

вторая и третья цифры 01 – предохранитель состоит из одного патрона на фазу (если 03 – два параллельно включенных патрона в фазе); 10 – номинальное напряжение (10 кВ); 40 – номинальный ток плавкой вставки (40 А); число 31,5 – номинальный ток отключения (31,5 кА); У – предохранитель предназначен для умеренного климата; цифра 3 – для закрытых помещений с естественной вентиляцией.

Ток, соответствующий началу сплошной линии характеристики, называется минимальным током отключения. Завод-изготовитель не гарантирует успешного гашения электрической дуги при срабатывании предохранителя при токах меньше минимального тока отключения.

3. Характеристики предохранителей типа ПН-2 с номинальным напряжением 0,4 кВ

Основными элементами предохранителя (рис. ПЗ.2) являются: контактные ножи 1; крышки 2; элементы плавкой вставки 3; кварцевый песок 4 (наполнитель); корпус 5, представляющий собой фарфоровую трубу.

Полное обозначение предохранителя состоит из пяти элементов, например ПН-2-100-12-У3: ПН – предохранитель неразборный; цифра 2 – номер серии; 100 – номинальный ток предохранителя; цифра 1 – переднее присоединение проводников; 2 – с указателем срабатывания и вспомогательным сигнальным замыкающим контактом; У – климатическое исполнение для умеренного климата; цифра 3 – для закрытых помещений с естественной вентиляцией.

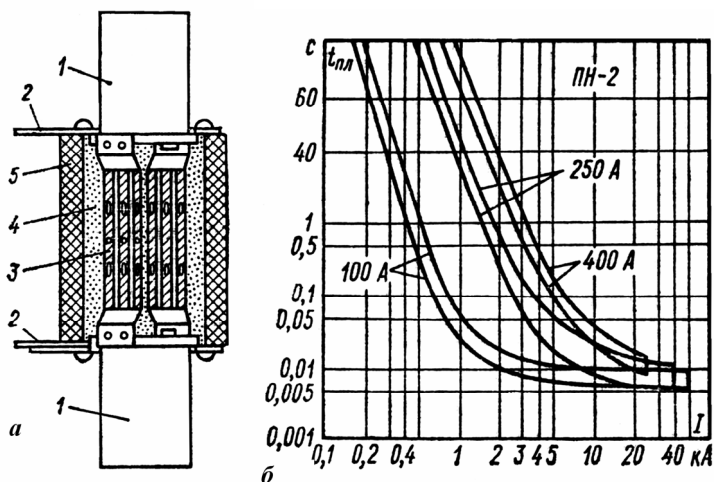


Рис.П3.1. Конструкция (а) и времятоковые характеристики предохранителей типа ПН-2 (б)

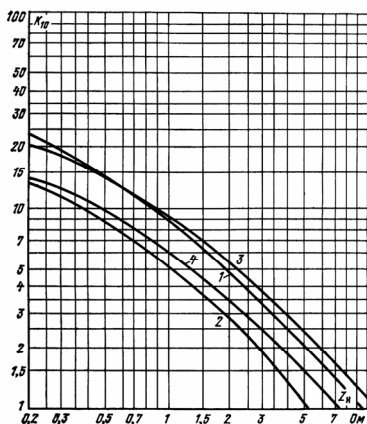
4. Рекомендуемые значения номинальных токов предохранителей для защит трехфазных силовых трансформаторов 10/0,4 кВ

Номинальная мощность трансформатора, МВ·А	Значение номинального тока трансформатора, А, на стороне		Рекомендуемое значение номинального тока, А, предохранителя на стороне	
	0,4 кВ	10 кВ	0,4 кВ	10 кВ
0,063	91	3,64	100	10
0,10	145	5,80	160	16
0,16	231	9,25	250	20
0,25	360	14,40	400	40 (31,5)
0,40	580	23,10	630	50
0,63	910	36,40	1000	80

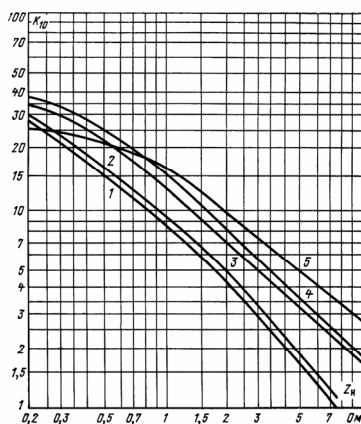
5. Кривые предельных кратностей тока трансформаторов тока 10 кВ и 35 кВ

Кривые предельных кратностей тока трансформаторов тока типа ТПЛ-10 при допустимой погрешности 10% (рис. П5.1): 1 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 5/5 до 300/5 класса Р; 2 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 5/5 до 300/5 класса 0,5; 3 – для ТТ с коэффициентом трансформации 400/5 класса Р; 4 – для ТТ с коэффициентом трансформации 400/5 класса 0,5.

Аналогичные кривые для ТТ типа ТПЛ-10К приведены на рис.П5.1, б: 1 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 5/5 до 60/5; 2 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 100/5 до 400/5, 600/5; 3 – для ТТ с коэффициентом трансформации 800/5; 4 – для ТТ с коэффициентом трансформации 1000/5; 5 – для ТТ с коэффициентом трансформации 1500/5.



а



б

Рис.П5.1. Кривые предельных кратностей тока трансформаторов тока ТПЛ-10 (а) и ТПЛ-10К (б)

Кривые предельных кратностей тока трансформаторов тока типа ТФНД-35М при допустимой погрешности 10%, (рис. П 5.2): 1 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 15/5 до 600/5 класса Р; 2 – для ТТ с коэффициентами трансформации от 15/5 до 600/5 класса 0,5; 3 – для ТТ с коэффициентами трансформации 800/5, 1000/5,

2000/5 класса Р; 4 – для ТТ с коэффициентом трансформации 800/5 класса 0,5; 5 – для ТТ с коэффициентами трансформации 1000/5, 2000/5 класса 0,5; 6 – для ТТ с коэффициентом трансформации 1500/5 класса Р; 7 – для ТТ с коэффициентом трансформации 1500/5 класса 0,5.

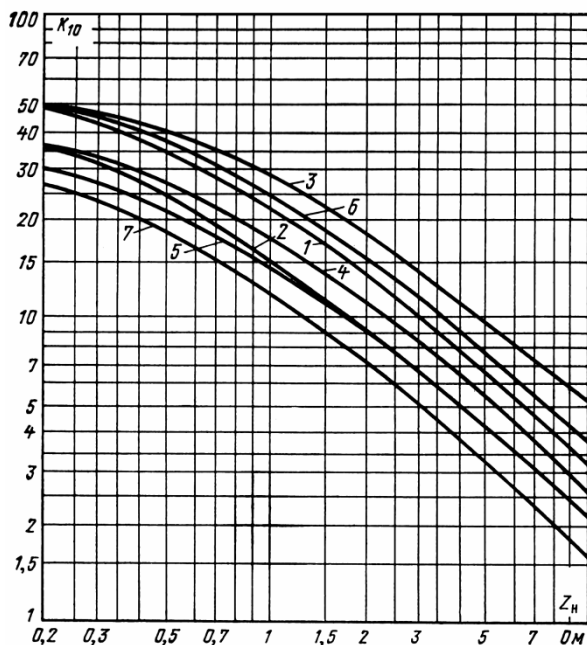


Рис. П 5.2. Кривые предельных кратностей тока трансформаторов тока ТФНД-35М

6. Параметры реле

Таблица П6.1

Технические данные реле тока и напряжения

Тип реле	Пределы уставок, А	Первый диапазон уставок, А		Второй диапазон уставок, А		Коэффициент возврата	Потребляемая мощность, ВА	Количество катушек × число витков	Добавочное сопротивление, Ом
		Срабатывания	Термическая стойкость	Срабатывания	Термическая стойкость				
РТ-40/0,2	0,05...0,2	0,05...0,1	0,55	0,1...0,2	1,1	0,8	0,2	2×780	-
РТ-40/0,6	0,15...0,6	0,15...3,3	1,75	0,3...0,6	3,5	0,8	0,2	2×250	-
РТ-40/2	0,5...2	0,5...1	4,15	1...2	8,3	0,8	0,2	2×75	-
РТ-40/6	1,5...6	1,5...3	11	3...6	22	0,8	0,5	2×25	-
РТ-40/10	2,5...10	2,5...5	17	5...10	34	0,8	0,5	2×15	-
РТ-40/20	5...20	5...10	19	10...20	38	0,8	0,5	2×8	-
РТ-40/50	12,5...50	12,5...25	27	25...50	54	0,8	0,8	2×3	-
РТ-40/100	25...100	25...50	27	50...100	54	0,8	1,8	2×2	-
РТ-40/200	50...200	50...100	27	100...200	54	0,8	8	2×1	-
Тип реле	Пределы уставок, В	Первый диапазон уставок, В		Второй диапазон уставок, В		Коэффициент возврата	Потребляемая мощность, ВА	Количество катушек × число витков	Добавочное сопротивление, Ом
		Срабатывания	Термическая стойкость	Срабатывания	Термическая стойкость				
РН-53/60	15...60	15...30	33	30...60	66	0,8	1	2×2000	560/1380
РН-54/48	12...48	12...24	33	24...48	66	1,25	1	2×2000	560/1380
РН-53/200	50...200	50...100	110	100...200	220	0,8	1	2×6500	6800/15900
РН-54/160	40...160	40...80	110	80...160	220	1,25	1	2×6500	6800/15900
РН-53/400	100...400	100...200	220	200...400	440	0,8	1	2×1400	24000/57000
РН-54/320	80...320	80...160	220	160...320	440	1,25	1	2×1400	24000/57000
РН-53/60Д	15...60	15...30	110	30...60	220	0,8	5	2×6500	1300/4600
РН-51/М34		3,2	-	6,4	-	0,5	0,02 Вт	2×9500	-
РН-51/М56		0,7	-	1,4	-	0,5	0,02 Вт	2×2000	-
РН-51/М78		16	-	32	-	0,5	0,07 Вт	2×1400	2550/10200

Таблица П 6.2

Параметры индукционных реле

Тип реле	Диапазон токов срабатывания, А	Выдержка времени (в независимой части), с
РТ-81/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$(0,5 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$
РТ-81/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$(0,5 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$
РТ-82/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$(2 \pm 0,5) \dots (16 \pm 1)$
РТ-82/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$(2 \pm 0,5) \dots (16 \pm 1)$
РТ-83/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$(1 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$
РТ-83/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$(1 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$
РТ-84/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$(4 \pm 0,5) \dots (16 \pm 1)$
РТ-84/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$(4 \pm 0,5) \dots (16 \pm 1)$
Т-85/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$(0,5 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$
РТ-85/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$(0,5 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$
РТ-86/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$(4 \pm 0,5) \dots (16 \pm 1)$
РТ-86/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$(4 \pm 0,5) \dots (16 \pm 1)$
РТ-91/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$(0,5 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$
РТ-91/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$(0,5 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$
РТ-95/1	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	$(0,5 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$
РТ-95/2	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	$(0,5 \pm 0,1) \dots (4 \pm 0,25)$

Уставка электромагнитного элемента реле может устанавливаться в пределах (2...8) тока срабатывания индукционного элемента реле.

Коэффициент возврата всех реле не менее 0,8.

Мощность, потребляемая реле при токе уставки, составляет не более 10 Вт (у реле РТ-91 и РТ-95 – не более 30 Вт).

Характеристики реле (рис. П6.1).

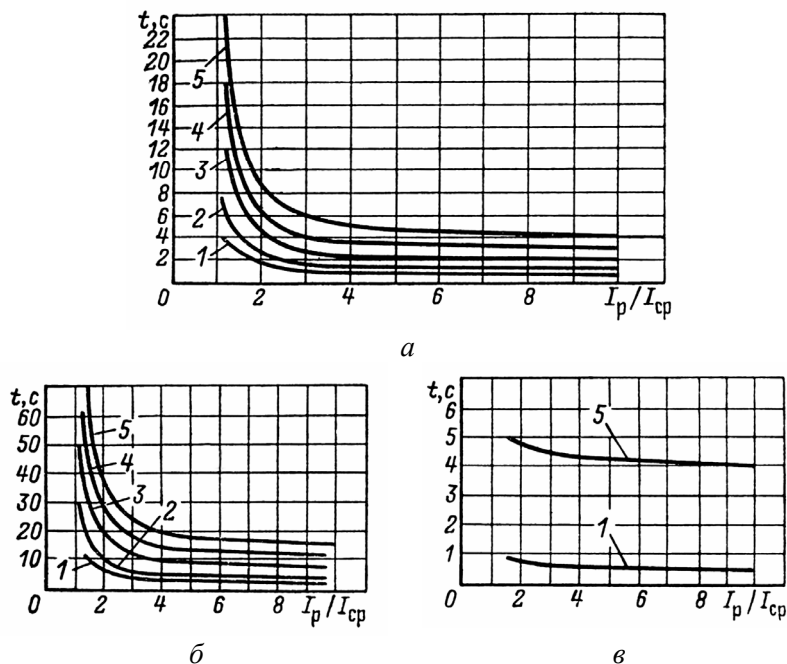


Рис.Пб.1. Времятоковые характеристики индукционных реле
 РТ-81, РТ-83, РТ-85, (а); на РТ-82, РТ-84, РТ-86, (б); на РТ-91 и РТ-95 (б)

Кривые рис. Пб.1, а и рис. Пб.1, в соответствуют следующим уставкам по времени, с: 1 – 0,5; 2 – 1; 3 – 2; 4 – 3; 5 – 4 (а); показаны при уставках по времени, с: 1 – 2; 2 – 4; 3 – 8; 4 – 12; 5 – 16.

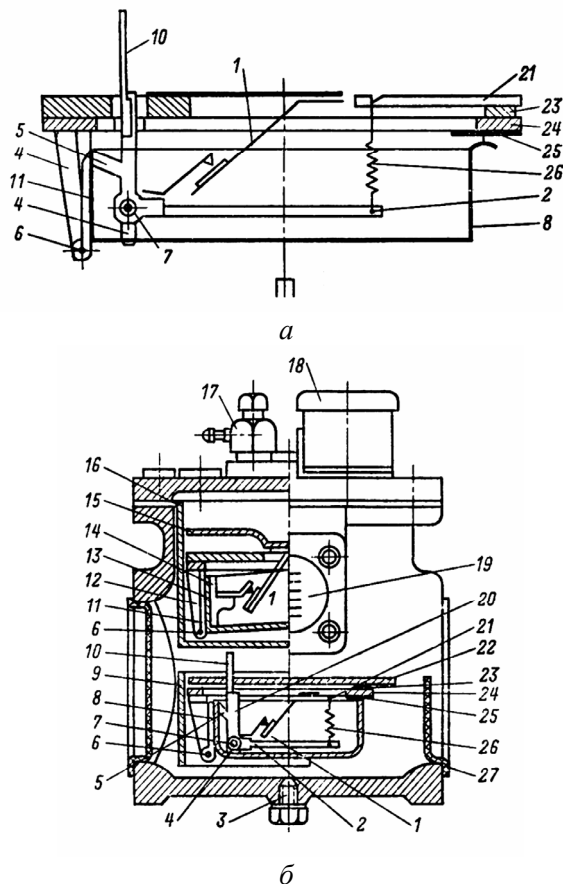


Рис. П6.2. Газовое реле типа РГЧЗ-66:

1 – неподвижный контакт; 2 – рычаг; 3 – пробка; 4 – стойка; 5 – выступ стойки; 6 – ось чашки; 7 – ось стойки; 8 – нижняя чашка; 9 – нижний полуэкран; 10 – сменная «скоростная» пластина; 11 – держатели чашек; 12 – стойка; 13 – верхняя чашка; 14, 20 – изоляционные стойки; 15, 22 – экраны; 16 – верхний полуэкран; 17 – верхний кран; 18 – коробка зажимов; 19 – смотровое стекло; 21 – держатель пружины; 23 – прокладка; 24 – сборочное кольцо; 25 – упорная пластина; 26 – пружина; 27 – транспортные заглушки

Таблица П6.3

Параметры индукционных реле направления мощности

Тип реле	Угол максимальной чувствительности, град	Однополярные зажимы	Мощность цепей напряжения, В·А	Номинальный ток	Мощность цепей тока, В·А	Добавочные сопротивления		Мощность срабатывания при номинальном токе, В·А	Контакты
						Активные, Ом	Емкостные		
РБМ-171/1	-30	5,8	40	5	10	47		3	1 3
РБМ-271/1	-45	5,8	35	5	10	47+180	-	4	2 3
РБМ-171/2	-30	5,8	40	1	10	47	-	0,6	1 3
РБМ-271/2	-45	5,8	35	1	10	47+180	-	0,8	2 3
РБМ-177/1	70	5,7	35	5	10	390	2х4 мкФ, 250 В	3	1 3
РБМ-277/1	70	5,7	35	5	10	390	2х4 мкФ, 250 В	3	2 3
РБМ-177/2	70	5,7	35	1	10	390	2х4 мкФ, 250 В	0,6	1 3
РБМ-277/2	70	5,7	35	1	10	390	2х4 мкФ, 250 В	0,6	2 3
РБМ-178/1	70	5,7	90	5	10	180	4х4 мкФ, 160 В	1	1 3
РБМ-278/1	70	5,7	90	5	10	180	4х4 мкФ, 160 В	1	2 3
РБМ-178/2	70	5,7	90	1	10	180	4х4 мкФ, 160 В	0,2	1 3
РБМ-278/2	70	5,7	90	1	10	180	4х4 мкФ, 160 В	0,2	2 3
РБМ-275/1	0	5,7	25	5	5	1500+2600	10; 0,5; 3х1 мкФ	10...500	1 3; 1 p
РБМ-275/2	0	5,7	25	1	5	1500+2600	10; 0,5; 3х1 мкФ	2...100	1 3; 1 p
РБМ-276/1	90+3×5	5,7	30	5	5	1500+2600	10; 0,5; 3х1 мкФ	10...500	1 3; 1 p
РБМ-276/2	90+3×5	5,7	30	1	5	1500+2600	10; 0,5; 3х1 мкФ	2...100	1 3; 1 p
РМП-272/1	180 (1PI) 0 (2PI)	7, 9, 8, 10	-	1	10	-	-	0,14 А	2 3
РМП-272/2	180 (1PI) 0 (2PI)	7, 9, 8, 10	-	5	10	-	-	0,7 А	2 3

Таблица П6.4

Технические данные реле времени с часовым механизмом

Тип реле	Пределы уставок, с	Максимальный разброс, с	Время замкнутого состояния проскальзывающих контактов, с	Отношение $U_{ср}/U_{ном}$	Отношение $U_{в}/U_{ном}$	Мощность, В·А	Примечание
Реле постоянного тока с номинальным напряжением 24, 48, 110 или 220 В							
ЭВ-112	0,1...1,3	0,06	0,05...0,1	0,7	0,1	30	При напряжении 1,1 $U_{ном}$ реле могут находиться не более 2 мин, кроме реле ЭВ-113, ЭВ-123, ЭВ-133, ЭВ-143, для которых это напряжение длительно допустимо. Здесь $U_{ном}$ – номинальное напряжение; $U_{ср}$ – напряжение срабатывания; $U_{в}$ – напряжение возврата.
ЭВ-113	0,1...1,3	0,06	-	0,7	0,03 - 0,05	30/15	
ЭВ-114	0,1...1,3	0,06	-	0,7	0,1	30	
ЭВ-122	0,25...3,5	0,12	0,17...0,25	0,7	0,1	30	
ЭВ-123	0,25...3,5	0,12	-	0,7	0,03 - 0,05	30/15	
ЭВ-124	0,25...3,5	0,12	-	0,7	0,1	30	
ЭВ-132	0,5...9	0,25	0,45...0,65	0,7	0,1	30	
ЭВ-133	0,5...9	0,25	-	0,7	0,03 - 0,05	30/15	
ЭВ-134	0,5...9	0,25	-	0,7	0,1	30	
ЭВ-142	1...20	0,8	1...1,5	0,7	0,1	30	
ЭВ-143	1...20	0,8	-	0,7	0,03 - 0,05	30/15	
ЭВ-144	1...20	0,8	-	0,7	0,1	30	
Реле переменного тока с номинальным напряжением 100, 127, 220 или 380 В							
ЭВ-215	0,1...1,3	0,06	0,05...0,1	0,75	0,55	20	Реле ЭВ-215, ЭВ-225, ЭВ-235, ЭВ-245 замыкают контакты с заданной выдержкой при возврате реле. Эти реле в комплекте с ВУ-200 работают как трехфазные и обозначаются соответственно ЭВ-215К, ЭВ-225К, ЭВ-235К, ЭВ-245К
ЭВ-217	0,1...1,3	0,06	-	0,85	0,55	15	
ЭВ-218	0,1...1,3	0,06	0,05...0,1	0,85	0,55	15	
ЭВ-225	0,25...3,5	0,12	0,1...0,6	0,75	0,55	20	
ЭВ-227	0,25...3,5	0,12	-	0,85	0,55	15	
ЭВ-228	0,25...3,5	0,12	0,1...0,6	0,85	0,55	15	
ЭВ-235	0,5...9	0,25	0,1...0,75	0,75	0,55	20	
ЭВ-237	0,5...9	0,25	-	0,85	0,55	15	
ЭВ-238	0,5...9	0,25	0,1...0,75	0,85	0,55	15	
ЭВ-245	1...20	0,8	0,1...1,5	0,75	0,55	20	
ЭВ-247	1...20	0,8	-	0,85	0,55	15	
ЭВ-248	1...20	0,8	0,1...1,5	0,85	0,55	15	

Таблица П6.5

Параметры промежуточных реле

Тип реле	Номинальная величина				Напряжени- е срабаты- вания (доля ном- нального)	Напряжени- е возвра- та (доля ном- нального)	Мощность, Вт	Время, с		Допустимый ток, А			Контакты
	срабаты- вания		удержания					срабаты- вания	возра- та	Ток коммутации при напря- жении 220 В и нагрузке		Длитель- ный	
	Напряже- ние, В	Ток, А	Напряже- ние, В	Ток, А						индуктив- ной	активной		
РП-221	110; 220	-	-	-	0,6	0,04	6	0,011	-	2	12 (на замы- кание)	3	2 п
РП-222	110; 220	-	-	-	0,6	0,04	6	0,011	-	2	12 (на замы- кание)	3	4 з
РП-223	110; 220	-	-	1;2;4	0,6	0,04	6	0,011	-	2	12 (на замы- кание)	3	4 з
РП-224	110; 220	-	-	1;2;4	0,6	0,8	6	0,011	-	2	12 (на замы- кание)	3	4 з
РП-225	110; 220	-	-	-	0,6	0,04	6	0,011	-	2	12 (на замы- кание)	3	2 з, 2 р
РП-254	-	1;2; 4;8	110	-	0,7	0,65	6	0,05	0,5	0,5	1	5	3 з, 1 р
РП-255	24; 48; 110; 220	-	-	1;2;4;8	0,7	0,5	6...8	0,05	-	0,5	1	5	5 з
РП-352	24; 48; 110; 220	-	-	-	0,7	-	25	0,06	-	0,25	2	5	2 з, 2 р, 2 п
РЭВ-81	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	20	0,1	0,25...1,3	1	2	10	1 з
РЭВ-84	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,3-0,6	-	15	0,1	0,15	2	4	10	1 з
РЭВ-811	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	0,2	0,3	0,25...1,5	1	2	10	1 з, 1 р
РЭВ-812	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	0,2	0,3	0,8...2,8	1	2	10	1 з, 1 р
РЭВ-813	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	0,2	0,3	2...3,8	1	2	10	1 з, 1 р
РЭВ-814	12; 24; 48; 110; 220	-	-	-	0,6	-	0,2	0,3	3...5,5	1	2	10	1 з, 1 р

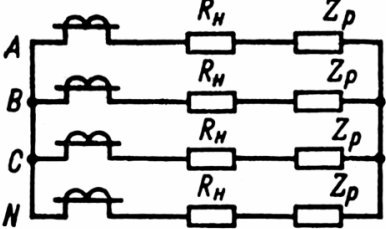
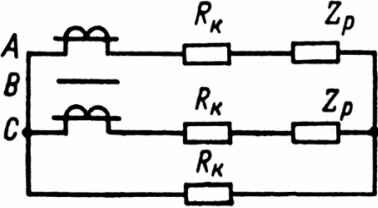
Таблица П 6.6

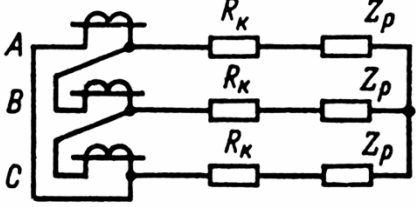
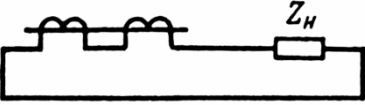
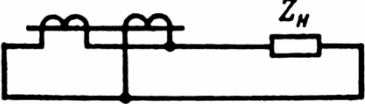
Технические данные сигнальных (указательных) реле РУ-21

Тип реле	Питание. Значение напряжения, В, или тока, А		Сопротивление катушки, Ом	Потребляемая мощность, Вт	Контакты	Допустимый ток контактов, А, в цепи постоянного напряжения 220 В	
	номинального	длительного				при разрыве	длительно
1	2	3	4	5	6	7	8
РУ-21/0,01	0,01	0,03	2200	0,25	2 з, или 2 р, или 1з, 1р	0,25	2
РУ-21/0,015	0,015	0,05	1000	0,25		0,25	2
РУ-21/0,025	0,025	0,075	320	0,25		0,25	2
РУ-21/0,05	0,05	0,15	70	0,25		0,25	2
РУ-21/0,075	0,075	0,225	30	0,25		0,25	2
РУ-21/0,1	0,1	0,3	18	0,25		0,25	2
РУ-21/0,15	0,15	0,5	8	0,25		0,25	2
РУ-21/0,25	0,25	0,75	3	0,25		0,25	2
РУ-21/0,5	0,5	1,5	0,7	0,25		0,25	2
РУ-21/1	1	3	0,2	0,25		0,25	2
РУ-21/2	2	6	0,05	0,25		0,25	2
РУ-21/4	4	12	0,015	0,25		0,25	2
РУ-21/220	130	235	28000	1,75	2 з, или 2 р, или 1з, 1р	0,25	2
РУ-21/110	66	122	7500	1,75		0,25	2
РУ-21/48	28	31	1440	1,75		0,25	2
РУ-21/24	14	26,5	360	1,75		0,25	2
РУ-21/12	7	13,5	87	1,75		0,25	2
СЭ-2	0,01; 0,015; 0,025; 0,05; 0,075; 0,1; 0,15; 0,25; 0,5; 1А	$3 I_{\text{ном}}$	-	0,3	2 з, или 2 р, или 1з, 1р	0,2	0,5
СЭ-2	48; 110; 220 В	$1,1 U_{\text{ном}}$	-	2	2 з, или 2 р, или 1з, 1р	0,2	0,5

1	2	3	4	5	6	7	8
ЭС-41/0,01	0,01	0,03	1465	0,2	-	-	-
ЭС-41/0,015	0,015	0,045	615	0,2	-	-	-
ЭС-41/0,025	0,025	0,075	220	0,2	-	-	-
ЭС-4 1/0,05	0,05	0,15	51,5	0,2	-	-	-
ЭС-4 1/0,075	0,075	0,225	23	0,2	-	-	-
ЭС-41/0,1	0,1	0,3	12,7	0,2	-	-	-
ЭС-41/0,15	0,15	0,45	5	0,2	-	-	-
ЭС-41/0,25	0,25	0,75	2,2	0,2	-	-	-
ЭС-41/0,5	0,5	1,5	0,8	0,2	-	-	-
ЭС-41/1	1	3	0,2	0,2	-	-	-

7. Параметры нагрузок ТТ

Схема соединения вторичных обмоток ТТ и катушек реле	Вид корот- кого замыкания	Сопротивление нагрузки относительно за- жимов вторичной обмотки ТТ
1	2	3
<p>1. Звезда – звезда</p> 	Трехфазное и двухфаз- ное	$Z_n = R_k + Z_p + R_{пер}$
	Однофазное	$Z_n = 2R_k + Z_p + Z_{ро} + R_{пер}$
<p>2. Неполная звезда – неполная звезда</p> 	Трехфазное	$Z_n = \sqrt{3} R_k + Z_p + R_{пер}$
	Двухфазное AB или BC	$Z_n = 2R_k + Z_p + R_{пер}$
	Двухфазное AC	$Z_n = R_k + Z_p + R_{пер}$
	Двухфазное AC	$Z_n = 4R_k + 2Z_p + R_{пер}$
	Двухфазное AB или BC	$Z_n = 2R_k + Z_p + R_{пер}$

1	2	3
<p>3. Треугольник – звезда</p> 	<p>Трехфазное и двухфазное</p>	$Z_n = 3(R_k + Z_p) + R_{пер}$
<p>4. Последовательное соединение вторичных обмоток двух ТА одной фазы</p> 	-	<p>Эквивалентное сопротивление</p> $Z_{нз} = 0,5Z_n$
<p>5. Параллельное соединение вторичных обмоток двух ТА одной фазы</p> 	-	<p>Эквивалентное сопротивление</p> $Z_{нз} = 2Z_n$

Здесь Z_n , R_k , Z_p , $R_{пер}$ – сопротивление нагрузки ТТ, активное сопротивление жил соединительных (сигнальных) кабелей, сопротивление катушек реле и переходное сопротивление в местах соединений проводников соответственно.

С целью упрощения расчетов допускается арифметическое сложение значений полных и активных сопротивлений.

В расчетные формулы должны подставляться наибольшие значения сопротивлений (для наиболее загруженных фаз).

Сопротивление жил кабелей определяется по их длине и удельному сопротивлению, а сопротивления катушек реле – по потребляемой ими мощности.

8. Допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода

Длительно допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода зависят от условий их эксплуатации, места прокладки и т.д. Они определены ГОСТ 839-80 и регламентируются [12].

Площадь номинального сечения, мм ²	Площадь сечения (алюминий/сталь), мм ²	Ток, А, для проводов марок			
		АС, АСКС, АСК, АСКП		А и АКП	
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений	внутри помещений
1	2	3	4	5	6
10	10/1,8	84	53	-	-
16	16/2,7	111	79	105	75
25	25/4,2	142	109	136	106
35	35/6,2	175	135	170	130
50	50/8	210	165	215	165
70	70/11	265	210	265	210
95	95/16	330	260	320	255
120	120/19	390	313	375	300
	120/27	375	-		
150	150/19	450	365	440	355
	150/24		-		
	150/34		-		
185	185/24	520	430	500	410
	185/29	510	425		
	185/43	515	-		
240	240/32	605	505	590	490
	240/39	610			
	240/56	610			
300	300/39	710	600	680	570
	300/48	690	585		
	300/66	680	-		

9. Параметры элементов электрических сетей и оборудования для расчетов защит от однофазных замыканий на землю

Таблица П9.1

Площадь номинального сечения жил, мм ²	При номинальном напряжении сети			
	6 кВ		10 кВ	
	относительно земли, мкФ/км	при замыкании на землю, А/км	относительно земли, мкФ/км	при замыкании на землю, А/км
1	2	3	4	5
25	0,137	0,447	0,109	0,593
35	0,158	0,516	0,124	0,675
50	0,183	0,597	0,142	0,773
70	0,214	0,699	0,165	0,898
95	0,247	0,806	0,192	1,045
120	0,278	0,908	0,215	1,17
150	0,311	1,015	0,238	1,295
185	0,343	1,114	0,262	1,426
240	0,383	1,25	0,292	1,589

Таблица П9.2

**Средние удельные емкости фаз относительно земли, мкФ,
воздушных линий электропередачи**

Тип линии	При номинальном напряжении	
	6 кВ	10 кВ
Одноцепная	0,013	0,0256
Двухцепная	0,017	0,035

Таблица П9.3

**Емкости фаз обмоток относительно земли
крупных электродвигателей**

Тип электродвигателя	Номинальная мощность, кВт	Для сети 6 кВ	Для сети 10 кВ
СТД-5000-2	5000	0,11	0,085
СТД-6300-2	6300	0,11	0,11
СТД-8000-2	8000	0,17	0,11
СДТ-10000-2	10000	0,17	0,15
СТД-12500-2	12500	0,22	0,15

Таблица П9.4

Основные параметры защит

Тип ТНП	Тип реле	Уставка реле, мА	Минимальное значение первичного тока срабатывания защиты, А		
			одного ТНП	двух ТНП в соединениях вторичных обмоток	
				последовательном	параллельном
ТЗЛМ	РТ-40/02	100	8,6	11,6	12,5
	РТЗ-50	30	2,6	3,9	5,2
ТЗРЛ	РТЗ-51	20	0,69	1,25	0,97
	РТ-40/0,2	100	20	25	34
ТЗЛ	РТ-40/0,2	100	7,0	9,0	11,0
	РТЗ-51	20	0,68	1,25	0,97
ТЗЛМ-1	РТЗ-51	20	0,6	1,08	0,69

10. Номенклатура некоторых отечественных цифровых средств релейной защиты

Таблица П10.1

Назначение отдельных устройств РЗА, производимых НТЦ «Механотроника»

Наименование	Назначение
Блоки РЗА для сетей 0,4 – 220 кВ	
БМРЗ-ВВ	Защита и автоматика вводов
БМРЗ-СВ	Защита и автоматика секционных выключателей
БМРЗ-КЛ	Защита кабельных линий
БМРЗ-ВЛ	Защита воздушных линий
БМРЗ-ДА	Защита асинхронных двигателей
БМРЗ-ДС	Защита синхронных двигателей
БМРЗ-ДД	Дифференциальная защита двигателей
БМРЗ-КН	Защита трансформаторов с контролем напряжений
БМРЗ-ТД	Дифференциальная защита трансформаторов
БМРЗ-ТР	Резервная защита трансформаторов
ШЗЛ-110-220	Защита линий 110-220 кВ
БМРЗ-ВВ-0,4	Защита рабочих вводов КТП-6(10)/0,4 кВ
БМРЗ-АВ-0,4	Защита аварийных (резервных) вводов КТП-0,4 – 10 кВ
БМПА	Автоматика секционных выключателей КТП-0,4 – 10 кВ
Устройства питания оборудования для подстанций с переменным оперативным током	
БПК-3	Питание устройств ЦРЗА, автоматики и сигнализации выпрямленным оперативным током
БПК-4	Питание устройств ЦРЗА. Заряд батареи конденсаторов (БК). Контроль заряда БК

Таблица П10.2

Назначение отдельных устройств РЗА, производимых ООО «Радиус-Автоматика»

Наименование	Назначение
Простая недорогая защита сетей 6–35 кВ (0,4 кВ)	
Орион	Защита сетей 6–35 кВ с изолированной или компенсированной нейтралью, а также сетей 0,4 кВ
Орион-М	Защита и автоматика воздушных и кабельных линий электропередачи, трансформаторов и двигателей напряжением 6–35 кВ
Орион-ДЗ	Дуговая защита (в шкафах комплектных распределительных устройств 6–35 кВ)
Орион-КИ	Непрерывный контроль состояния изоляции цепей газовой защиты трансформаторов
Орион-2	Защита, автоматика, управление и сигнализация присоединений напряжением 6–35 кВ (воздушных и кабельных линий, трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.)

Продолжение П10.2

Орион-РТЗ	Основная или резервная токовая защита отходящих линий, а также силовых трансформаторов на энергообъектах напряжением 6–35 кВ с переменным оперативным током
Орион-БПМ Орион-БПМ-2	Обеспечение бесперебойным питанием устройств релейной защиты серий «Орион», «Сириус» и других, выполненных на микропроцессорной элементной базе, на подстанциях с переменным оперативным током
Для защита и автоматика сетей 6–35 кВ	
Сириус-ЛЛ Сириус-2-ЛЛ	Защита воздушной или кабельной линии, трансформатора собственных нужд
Сириус-МЛ Сириус-2-МЛ	Защита линии, трансформатора собственных нужд с цепями напряжения (направленная)
Сириус-С Сириус-2-С	Защита секционного выключателя 6–35 кВ
Сириус-В Сириус-2-В	Защита выключателя ввода 6–35 кВ
Сириус-Д Сириус-ДД	Защита и автоматика синхронного и асинхронного двигателя 3–35 кВ
Сириус-Т	Основная (включая дифференциальную) защита двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35–220 кВ
Сириус-ТЗ	Основная (включая дифференциальную) защита трёхобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35–220 кВ
Сириус-УВ	Защита и автоматика высоковольтного выключателя 35, 110, 220 кВ; резервная защита силового трансформатора; подменная защита воздушной линии
Сириус-ТН	Контроль ячейки трансформатора напряжения с функцией автоматики
Сириус-ДЗ-35	Дистанционная защита линий 35 кВ
Сириус-СП	Защита секционирующего пункта напряжением 6–35 кВ

Таблица П10.3

**Назначение отдельных устройств РЗА, производимых
ООО «Парма Прот»**

Наименование	Назначение (функции)
Серия «OmegaProt» (Ω)	
Для сетей до 1 кВ, подстанций 6–10 кВ, резервирование других защит	
DTI2-ΩP-3f	Двухступенчатая токовая защита с контролем токов трёх фаз
DTI2-ΩP-2fIo	Двухступенчатая токовая защита с контролем токов двух фаз, токовая защита нулевой последовательности
DTI2-ΩP-IOφ	Направленная двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности
DMV-ΩP	Многофункциональная защита электродвигателей
ОРТ	Питание устройств РЗА (от токовых цепей и цепей напряжения)

Серия «Sigma Prot» (Σ)	
Для защиты и автомата присоединений 1-35 кВ	
DTI	Токовая защита
DTD	Дифференциальная защита
DMV	Защита двигателя
Серия «EuroProt»	
Защита и автоматика сетей напряжением 1-35 кВ	
DTI	Токовые защиты (в том числе направленные) и автомата для сетей 1-35 кВ
DKTVA	Дистанционная защита с АПВ для сетей 1-35 кВ
DKTVA-OX	Дифференциальная защита линий 1-35 кВ (оптический или проводной канал связи)
DKVL	Защита и автоматика конденсаторной батареи
DTD	Дифференциальные защиты двигателя, генератора
DMV	Защита двигателя любой мощности
SZIV	Защита генератора малой и средней мощности
DFR	Многофункциональное реле частоты
DRL	Автоматика управления дугогасящим реактором
Серия «EuroProt». Для защиты и автомата сетей напряжением 110-330 кВ	
DTVA	Дистанционная защита и автоматика линий 110 кВ и выше
DTVA-OX	Направленная защита с ВЧ каналом связи
DSZV	Дифференциальная защита линии со связью по оптоволокну (до 100 км)
DGSZV	Дифференциальная защита линии со связью по кабелю
DTD	Дифференциальная защита трансформаторов, автотрансформаторов и ошиновок
OGYD	Дифференциальная защита шин с любым количеством присоединений
DGVB	Комплект защит для блока генератор-трансформатор
Автономная резервная максимальная токовая защита	
AZT 3/0	Резервирование токовых защит линий и трансформаторов; Защита сетей 110-330 кВ

Таблица П10.4

Назначение отдельных устройств РЗА, производимых ИПЦ «Бреслер»

Наименование	Назначение (функции)
Защиты 0,4 – 35 кВ	
Микропроцессорные устройства РЗА серии ТЭМП 2501	
ТЭМП 2501-1х	Устройство защиты и автоматики присоединений 0,4 – 35 кВ (универсальное)
ТЭМП 2501-2х	Устройство защиты и автоматики секционного (шинного) ТН
ТЭМП 2501-3х	Устройство защиты и автоматики линии 6 – 35 кВ
ТЭМП 2501-4х	Устройство защиты и автоматики электродвигателя большой и средней мощности.

Продолжение табл. П10.4

Комплектные реле (терминалы) серии TOP-100	
ТОР 100-МТЗ 31	Реле ненаправленных максимальных токовых защит от междуфазных замыканий и замыканий на землю
ТОР 100-МТЗ 11	
ТОР 100-НТЗ 21	Реле направленных максимальных токовых защит от междуфазных замыканий и замыканий на землю, защиты от обрыва фаз
ТОР 100-НТЗ 61	
ТОР 100-МТЗ 81	Реле резервной максимальной токовой защиты сторон ВН, СН и НН силового трансформатора
ТОР 100-СТЗ 82	Реле суммарной токовой защиты стороны низкого напряжения силовых трансформаторов с расщеплённой обмоткой, сдвоенных реакторов, трехобмоточных трансформаторов, а также для выполнения суммарной токовой защиты секций 6 – 10 кВ
ТОР 100-СТЗ 83	
ТОР 100-ДВГ 31	Реле защиты асинхронных и синхронных двигателей мощностью до 5 МВт
ТОР 100-ДЗТ 51	Реле дифференциальной защиты понижающих двухобмоточных трансформаторов (или трансформаторов с расщеплёнными обмотками) мощностью до 40 МВ·А, токоограничивающих реакторов, двигателей большой мощности
ТОР 100-ДЗТ 71	
ТОР 100-ДЗТ 52	
ТОР 100-ДЗТ 72	
ТОР 100-ЗМН 41	Реле защит по напряжению минимального / максимального действия
ТОР 100-АЧР 41	Реле автоматической частотной разгрузки
ТОР 100-АРТ 31	Реле автоматической разгрузки трансформатора
ТОР 100-ЛОК 61	Определитель места повреждения на линии электропередач 35 – 750 кВ
Комплектные реле (терминалы) серии TOP-200	
ТОР 200-ЛЗ32 1xx2	Терминалы защит кабельных и воздушных линий, линий к ТСН
ТОР 200-ЛЗ32 2xx2	
ТОР 200-ЛЗ32 3xx2	
ТОР 200-ЛЗ22 2xx2	
ТОР 200-ЛЗ22 3xx2	
ТОР 200-ЛЗ62 2xx2	
ТОР 200-ЛЗ62 3xx2	
ТОР 200-ЛЗ22 3xx2	Терминал защиты линий к БСК
ТОР 200-ЛЗ29 3822	Терминалы продольной дифференциальной защиты линии
ТОР 200-ЛЗ69 3822	
ТОР 200-ДЗ32 2xx2	Терминалы защит асинхронных и синхронных двигателей мощностью до 5 МВт
ТОР 200-ДЗ32 3xx2	
ТОР 200-ДЗ22 2xx2	
ТОР 200-ДЗ22 3xx2	
ТОР 200-ДЗ62 2xx2	
ТОР 200-ДЗ62 3xx2	

Продолжение табл. П10.4

ТОР 200-Д52 2хх2	Терминалы защит двигателей мощностью более 5 МВт
ТОР 200-Д52 3хх2	
ТОР 200-Д59 3хх2	Терминал защиты двухскоростного двигателя
ТОР 200-С32 2хх2	Терминалы защит секционного выключателя
ТОР 200-С32 3хх2	
ТОР 200-С22 2хх2	
ТОР 200-С22 3хх2	
ТОР 200-С62 2хх2	
ТОР 200-С62 3хх2	Терминалы защит резервного ввода (включают дистанционную защиту)
ТОР 200-С29 3хх2	
ТОР 200-С69 3хх2	Терминалы защит вводного выключателя
ТОР 200-В32 2хх2	
ТОР 200-В32 3хх2	
ТОР 200-В22 2хх2	
ТОР 200-В22 3хх2	
ТОР 200-В62 2хх2	
ТОР 200-В62 3хх2	Терминалы защит рабочего ввода (включают дистанционную защиту)
ТОР 200-В29 3хх2	
ТОР 200-В69 3хх2	Терминалы защит трансформатора напряжения
ТОР 200-Н42 2хх2	
ТОР 200-Н42 3хх2	Автоматический регулятор напряжения трансформатора под нагрузкой
ТОР 200-Р22 2хх2	
ТОР 200-Р22 3хх2	
ТОР 200-КЧР23 4хх2	Контроллер частотной разгрузки
ТОР 200-Т72 3хх2	Терминал защиты трансформатора (включает дифференциальную защиту)
Шкафы защит	
Бреслер ШЛ 2606.17	Шкаф защиты линии и автоматики управления выключателем для линий 6 – 35 кВ с ТАПВ
Защиты 110 – 500 кВ	
Микропроцессорные терминалы «Бреслер»	
Бреслер ТЛ 2704.52	Дифференциально-фазные защиты линий 220 – 750 кВ с однофазным АПВ (ОАПВ)
Бреслер ТЛ 2704.51	
Бреслер ТЛ 2604.X	Дифференциально-фазная защита линий 100 – 220 кВ с трёхфазным АПВ (ТАПВ)
Бреслер ТЛ 2607.11	Направленная высокочастотная защита линий 110 – 330 кВ с ТАПВ
Бреслер ТЛ 2606.xx	Защиты линии и автоматика управления выключателем линий 110 – 220 кВ с ТАПВ
Бреслер ТА 08.xx	Защита трансформатора 110 – 220 кВ

Шкафы защит	
Бреслер ШЛ 2704.51	Дифференциально-фазной защиты линий 220 – 750 кВ с ОАПВ
Бреслер ШЛ 2704.52	
Бреслер ШЛ 2604.11	Дифференциально-фазной защиты линий 110 – 220 кВ с ТАПВ
Бреслер ШЛ 2607.11	Направленной высокочастотной защиты линии 110 – 330кВ с ТАПВ
Бреслер ШЛ 2606.XX	Защиты линий 110 – 220 кВ и автоматики управления выключателем линий
Бреслер ШТ 2108.XX	Защит трехобмоточного трансформатора 110 – 220 кВ
Бреслер ШШ 2310.XX	Дифференциальной защиты сборных шин напряжением 110 – 200 кВ7

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Релейная защита. Основные сведения	5
1.1. Понятия, термины и определения	5
1.2. Виды повреждений, выявляемые средствами релейной защиты...	9
2. Токовые защиты.....	17
2.1. Токовые отсеки	18
2.1.1. Выбор уставок токовых отсеков	19
2.1.2. Схемы токовых отсеков.....	20
2.2. Неселективные отсеки	22
2.2.1. Неселективная токовая отсечка с выдержкой времени.....	22
2.2.2. Неселективная токовая отсечка без выдержки времени	24
2.3. Максимальные токовые защиты.....	26
2.3.1. Выбор уставок МТЗ.....	27
2.3.2. Схемы МТЗ	29
2.4. Трехступенчатые токовые защиты	31
2.5. Направленные токовые защиты.....	35
2.5.1. Принцип действия	36
2.5.2. Реле направления мощности	37
2.5.3. Схемы направленных защит.....	42
2.5.4. Выбор параметров срабатывания направленных токовых защит	43
2.6. Дифференциальные защиты трансформаторов.....	46
2.6.1. Выбор тока срабатывания дифференциальных защит	51
2.6.2. Расчёт числа витков обмоток реле РНТ-565 и ДЗТ-11.....	53
2.6.3. Проверка чувствительности защиты	54
2.6.4. Особенности расчёта дифференциальной защиты без торможения	54
2.6.5. Особенности расчёта дифференциальной защиты с торможением	55
2.7. Защиты предохранителями	56

2.8. Защита от однофазных замыканий на землю	62
2.9. Микропроцессорные средства релейной защиты	73
3. Построение релейной защиты системы электроснабжения 10-35 кВ	77
3.1. Параметры системы электроснабжения.....	78
3.2. Анализ нормальных режимов контролируемой сети.....	78
3.3. Токи короткого замыкания	80
3.3.1. Параметры схемы замещения	82
3.3.2. Расчет токов короткого замыкания.....	84
3.4. Выбор защит и расчет их уставок.....	92
3.4.1. Защита трансформаторов Т4, Т5, Т6	92
3.4.2. Защита, устанавливаемая на магистральной воздушной линии W6 ...	94
3.4.3. Защиты, устанавливаемые на трансформаторе Т1 35/10 кВ.....	101
3.4.4. Защита линии W5	112
3.4.5. Защиты, устанавливаемые на трансформаторе Т2 35/10 кВ.....	120
3.4.6. Защита блока «линия-трансформатор» W4 – Т3	127
3.4.7. Защита, устанавливаемая на линии W3.....	133
3.4.8. Защита, устанавливаемая на линии W1	141
3.4.9. Защита, устанавливаемая на линии W2.....	146
3.4.10. Проверка согласования защит.....	149
4. Расчет и согласование средств релейной защиты на микропроцессорной и электромеханической базах.....	153
4.1. Исходные данные.....	153
4.2. Расчёт защиты линии W3	154
4.3. Расчёт защиты линии W2	155
4.4. Расчёт защиты линии W1	158
Список рекомендуемой литературы	170
Приложения.....	171
1. Правила выполнения технического описания средств релейной защиты	171
2. Характеристики предохранителей типа ПКТ с номинальным напряжением 10 кВ.....	178
3. Характеристики предохранителей типа ПН-2 с номинальным напряжением 0,4 кВ	179
4. Рекомендуемые значения номинальных токов предохранителей для защит трехфазных силовых трансформаторов 10/0,4 кВ.....	180
5. Кривые предельных кратностей тока трансформаторов тока 10 кВ и 35 кВ.....	181
6. Параметры реле.....	183
7. Параметры нагрузок ТТ	191
8. Допустимые токовые нагрузки на неизолированные провода.....	192
9. Параметры элементов электрических сетей и оборудования для расчетов защит от однофазных замыканий на землю.....	193
10. Номенклатура некоторых отечественных цифровых средств релейной защиты	195

Учебно-практическое издание

Булычев Александр Витальевич
Наволочный Александр Альбертович

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ
В ПРИМЕРАХ И ЗАДАЧАХ С РЕШЕНИЯМИ**

Учебное пособие

Редактор Л.Г. Григорьева
Компьютерная верстка и правка Е.В. Шигильчевой

Подписано в печать 23.04.2010. Формат 60×84/16. Бумага газетная.
Печать офсетная. Гарнитура Times. Усл. печ. л. 11,74. Уч.-изд. л. 10,5.
Тираж 300 экз. Заказ № 262.

Издательство Чувашского университета
Типография университета
428015 Чебоксары, Московский просп., 15

