

Министерство образования Республики Беларусь  
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

---

Кафедра «Электрические станции»

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Методические указания  
к курсовому проектированию  
для студентов специальности 1-53 01 04  
«Автоматизация и управление  
энергетическими процессами»  
(специализация 1-53 01 04 03  
«Автоматизация и релейная защита  
электроустановок»)

Минск 2007

УДК 621.316.925.001.63:378.244 (075.8)

~~ББК 31.25-07я7~~

Р 36

**Составители:**

*Ф.А. Романюк, А.А. Тишечкин, Н.Н. Бобко,  
Е.В. Глинский, В.Ю. Румянцев, Е.В. Булойчик*

**Рецензенты:**

*И.В. Новаш, В.Н. Радкевич*

Методические указания составлены в соответствии с программой курса "Релейная защита и автоматизация энергосистем" для студентов специальности 1-53 01 04 «Автоматизация и управление энергетическими процессами», (специализация 1-53 01 04 03 «Автоматизация и релейная защита электроустановок»).

Приводятся объем, содержание, литература, краткие методические указания, основные организационные и технические требования, предъявляемые к курсовой работе.

## Общие указания

Курсовая работа по релейной защите и автоматизации энергосистем является важной частью учебного процесса, формирующего будущего инженера. Она способствует закреплению и обобщению знаний, полученных во время изучения курса. В процессе выполнения курсовой работы студент усваивает методику проектирования релейной защиты несложного узла электрической сети, учится пользоваться справочной литературой, ГОСТами, каталогами и т.п.

Темой курсовой работы является разработка релейной защиты участка сети заданной схемы.

На выбор принципов действия релейной защиты узла электрической системы влияют конфигурация сети и число источников питания, режим заземления нулевых точек трансформаторов, технические характеристики электрооборудования и линий передачи, наличие или отсутствие на подстанциях постоянного дежурного персонала, вид источника оперативного тока, требуемая скорость отключения коротких замыканий и т.д.

Главная задача проектируемых устройств защиты - обеспечение надежности электроснабжения потребителей. Для обеспечения этого они должны удовлетворять следующим основным требованиям: быстродействию, селективности, чувствительности и надежности.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем порядка 0,1 с с момента возникновения повреждения. Для линий 35 кВ и выше применение быстродействующего отключения считается обязательным на участках, повреждение которых вызывает снижение напряжения до 60-65 % на шинах подстанций, через которые осуществляется транзит мощности параллельно работающим станций системы. Быстродействующими защитами являются: первые ступени токовых защит (токовые отсечки), первые ступени дистанционных защит, продольные и поперечные дифференциальные защиты.

При рассмотрении селективности действия релейной защиты следует иметь в виду, что иногда с целью упрощения защиты и ускорения ее действия, допускается неселективное действие защиты (в особенности при редких видах повреждений) при условии исправления неселективности действия срабатывания защиты путем действия устройств АПВ.

Официальными документами, определяющими однотипность выполнения релейной защиты и автоматики, являются «Правила устройств электротехнических установок», «Руководящие указания по релейной защите» и «Правила технической эксплуатации». Поэтому при выполнении проекта нужно уметь пользоваться указанными выше материалами.

Устройства релейной защиты постоянно совершенствуется на базе новых технических средств. При разработке проекта нужно использовать новую аппаратуру и новые схемы устройств релейной защиты.

### **Задание на проектирование и объем работы.**

Темой курсовой работы является разработка релейной защиты участка сети заданной схемы. Конкретная тема (каждому студенту) определяется заданием на курсовую работу.

В задании указывается объем работы, исходные данные, содержание пояснительной записки и графической части работы. Здесь же указывается дата выдачи задания и срок сдачи законченного проекта. Прием задания к исполнению отмечается датой и подписью студента.

В курсовой работе нужно решить следующие основные вопросы:

- выбрать виды и места установки релейной защиты для элементов сети, указанных в задании;
- рассчитать токи короткого замыкания, необходимые для выбора уставок и проверки чувствительности защит;
- выбрать типы трансформаторов тока и их коэффициенты трансформации;
- рассчитать параметры выбранных защит, выбрать все необходимые типы реле и другой релейной аппаратуры;
- построить характеристики выдержки времени (карту селективности) выбранных защит;
- составить полные трехлинейные схемы защит элементов сети, указанных в задании.

Наиболее подготовленным студентам могут выдаваться специальные задания научно-исследовательского характера для более глубокой проработки отдельных вопросов релейной защиты.

## **Основные требования к оформлению пояснительной записки и графической части работы**

Пояснительная записка должна в краткой и четкой форме раскрывать замысел работы, в которой изложение следует вести от первого лица множественного числа (принимаем, вычисляем и т.д.). При оформлении записки допускаются отклонения от некоторых стандартов. Например, листы пояснительной записки можно выполнять без рамки и основной надписи.

Пояснительная записка должна содержать титульный лист, задание на проектирование, оглавление, краткое введение, освещение всех разделов, подлежащих разработке в курсовом проекте, и список использованной литературы.

Пояснительная записка выполняется на одной стороне писчей бумаги формата А4 (210 × 297 мм). Страницы нумеруются арабскими цифрами. Титульный лист включают в общую нумерацию, которая должна быть сквозной (задание, рисунки, таблицы и т.д.). На титульном листе номер не ставят, на последующих страницах номер проставляется внизу в центре листа.

При оформлении пояснительной записки и графической части работы нужно иметь в виду, что в учебниках и другой технической литературе, изданной в разное время, встречаются разные условные обозначения одних и тех же элементов схемы. Поэтому необходимо, чтобы на чертежах условные графические обозначения элементов схем релейной защиты и позиционные обозначения элементов схем были выполнены в соответствии с действующим государственным стандартом.

Изображение контактов реле и других аппаратов должно соответствовать обесточенному состоянию воспринимающей части реле. Принципиальные схемы релейной защиты и цепей управления выключателями должны выполняться по отдельным цепям: тока, напряжения, оперативного тока, сигнализации и т.д. Схемы внутренних соединений реле, их зажимы, а также источники оперативного тока на принципиальных схемах не показываются.

Выполненная и представленная к защите курсовая работа должна содержать пояснительную записку на 15–20 страницах.

Все схемы и чертежи в пояснительной записке и на листе должны быть выполнены четко, с минимальным числом пересечений.

# 1. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

## Общие рекомендации по выполнению упрощенных расчетов токов короткого замыкания

При проектировании релейной защиты допускается вычисление приближенных значений токов короткого замыкания (КЗ) [11]. Точность, а, следовательно, и принимаемые допущения зависят от назначения расчетов. Для выбора и проверки параметров срабатывания устройств релейной защиты, как правило, принимаются следующие основные допущения:

а). Схемы отдельных последовательностей приводятся к одной ступени напряжения при учете средних коэффициентов трансформации трансформаторов. Точные коэффициенты трансформации подлежат учету при наличии трансформаторов с широким диапазоном встроенного регулирования в проектах защит этих элементов.

б). Не учитываются активные сопротивления элементов схем отдельных последовательностей, за исключением линий, для которых отношение  $R_n/X_n = 0,3 - 0,4$ .

в). Не учитываются поперечные емкости линий протяженностью меньше 200–250 км напряжением 110–220 кВ.

г). Принимается, как правило, равенство сопротивлений в схемах прямой и обратной последовательностей.

д). Допустимо ограничиваться вычислением только аварийных составляющих токов прямой последовательности.

Для повышения точности расчетов, некоторые допущения иногда исключаются, например, учитывают активные сопротивления элементов, действительные коэффициенты трансформации и т.д. Методика уточненных расчетов токов КЗ рассмотрена в [11].

Для выбора уставок и проверки чувствительности релейной защиты обычно используется начальное (сверхпереходное) значение тока КЗ. При этом следует иметь в виду, что для цепей релейной защиты важно знать не величину тока в месте повреждения, а значения токов, протекающих по отдельным элементам участка сети.

Для определения начального сверхпереходного значения тока КЗ составляются расчетные схемы и схемы замещения. Поскольку для выбора релейной защиты нужно знать максимальные и минимальные токи КЗ, протекающие через защищаемый элемент, то это

требует правильного подхода к выбору расчетных схем. Для определения величины тока срабатывания защиты расчетная схема должна быть такова, чтобы ток, проходящий через защищаемый элемент сети, был максимальным. Для определения чувствительности защиты необходимо получить минимальную величину тока, проходящего через тот же элемент сети.

Например, наибольшая величина тока КЗ на одной из параллельных линий будет при условии, когда одна из параллельных линий отключена (для ремонта), а наименьшая величина, когда включены обе линии. В кольцевой сети минимальная величина тока КЗ в линиях будет при замкнутом кольце, а максимальная величина при разомкнутом кольце (отключена одна из линий кольца).

При выборе режимов допускается возможность одновременного отключения двух или трех элементов энергосистемы.

### **Составление схемы замещения и вычисление сопротивлений элементов сети**

На основании выбранных расчетных схем составляются схемы замещения прямой последовательности, в которых отдельные элементы расчетных схем заменяются соответствующими сопротивлениями, а для источников питания указываются их ЭДС или напряжения на зажимах. На схеме замещения указываются наименования подстанций, расчетные точки КЗ и величины сопротивлений элементов сети с обязательной их маркировкой.

При расчетах в именованных единицах сопротивления всех элементов должны быть выражены в омах и приведены к среднему напряжению одной электрической ступени (как правило, к напряжению ступени короткого замыкания). При этом устанавливаются следующие значения средних напряжений: 340, 230; 115; 37, 10,5; 6,3 кВ. Приведение сопротивления, выраженного в омах, к выбранному базовому (расчетному) напряжению, производят по следующей формуле

$$X_{\text{прив}} = X \cdot (U_{\text{с.р. 1}}^2 / U_{\text{с.р. 2}}^2), \quad (1.1)$$

где  $X$  - сопротивление рассматриваемого элемента в именованных единицах на той ступени напряжения, на которой находится элемент;

$U^2_{с.р.1}$  – среднее напряжение ступени приведения;  $U^2_{с.р.2}$  - среднее напряжение ступени, на которой находится элемент.

При расчете в относительных единицах сопротивления всех элементов приводятся к одним и тем же базисным условиям.

В табл. 1 приведены расчетные выражения для определения приведенных значений сопротивлений.

Таблица 1.1

| Наименование          | Именованные единицы, Ом                                | Относительные                                     |
|-----------------------|--|---|
| Энергосистема         | $X = X_{с.ном} \cdot (U^2_{с.р} / S_{ном})$ ;          | $X = X_{с.ном} \cdot (S_{б} / S_{ном})$ ;         |
| Трансформатор         | $X = (X_{Тс} \% / 100) \cdot (U^2_{с.р} / S_{ном})$ ;  | $X = (X_{Тс} \% / 100) \cdot (S_{б} / S_{ном})$ ; |
| Линия электропередачи | $X = X_{уд} \cdot L \cdot (U^2_{с.р.1} / U^2_{с.р.2})$ | $X = X_{уд} \cdot L \cdot (S_{б} / U^2_{с.р.})$   |

Удельное реактивное сопротивление линии  $X_{уд}$  можно принимать равным 0,4 Ом/км для воздушных линий 6–220 кВ. Для кабельных линий 6–10 кВ -  $X_{уд} = 0,08$  Ом/км [2,11].

Активное сопротивление линий можно принимать на основании данных [10,11] или подсчитывать по выражению

$$R = L / \gamma S, \quad (1.2)$$

где  $\gamma$  - удельная проводимость равная для меди 57 м/(Ом мм<sup>2</sup>) и для алюминия - 34 м/(Ом мм<sup>2</sup>).

Для трансформаторов с изменяющимся под нагрузкой коэффициентом трансформации сопротивление трансформатора, а следовательно и ток КЗ, может изменяться в широких пределах в зависимости от положения регулирующего устройства. Для таких трансформаторов нужно рассчитывать сопротивление не только для среднего, но и для крайних положений регулятора [3,11].

### Вычисление токов короткого замыкания

При упрощенных расчетах токов КЗ определяют действующее значение периодической составляющей для момента времени  $t = 0$ , полагая, что ЭДС всех генераторов совпадают по величине и фазе.



Для определения токов КЗ используются следующими расчетными выражениями:

а). При трехфазном КЗ полный ток фазы равен току прямой последовательности

$$I_k^{(3)} = U_{c.p}^2 / (\sqrt{3} X_{1\Sigma}), \quad (1.3)$$

где  $X_{1\Sigma}$  - результирующее сопротивление прямой последовательности в Омах, приведенное к точке КЗ;  $U_{c.p}$  – среднее напряжение ступени в точке КЗ.

$$I_k^{(3)} = I_6 / (X_{\Sigma 6}), \quad (1.4)$$

где  $I_6$  - базисный ток ступени КЗ.  $I_6 = S_6 / (\sqrt{3} U_{c.p})$ ;  $X_{\Sigma 6}$  - суммарное сопротивление схемы замещения при принятых базисных условиях в относительных единицах.

б). При двухфазных КЗ полный ток поврежденной фазы равен

$$I_k^{(2)} = (\sqrt{3}/2) I_k^{(3)}. \quad (1.5)$$

Результаты расчетов токов КЗ для всех намеченных точек КЗ сводят в табл. 1.2. Последовательность расчета необходимо принять такой, чтобы при вычислении токов в каждой следующей точке КЗ использовались результаты преобразования для предыдущей точки.

Таблица 1.2

| Расчетная схема                                 | Точка КЗ | Величины токов в линиях или трансформаторах, кА |    |    |    |    | Режим (максимальный или минимальный) |
|---|----------|---|----|----|----|----|--------------------------------------|
|   |          | Л1  | Л2 | Л3 | Т1 | Т2 |                                      |
| Отключена линия<br>Включены все линии<br>и т.д. | К1<br>К1 |   |    |    |    |    |                                      |

### Построение кривых спада тока короткого замыкания по линиям

Кривые спада тока  $I_{K3} = f(L)$  строятся по токам, протекающим по первичным обмоткам ТТ защиты данной линии при перемещении точки КЗ вдоль этой линии. Для её построения нужно рассчитывать токи КЗ на расстояниях 0; 0,25; 0,5; 0,75; 1,0 для каждой линии.

Для линий с односторонним питанием первичный ток защиты равен полному току трехфазного (двухфазного) КЗ на линии. В сетях сложной конфигурации определение первичного тока защиты несколько затруднено при КЗ в начале линии непосредственно у шин подстанции. В этом случае первичный ток защиты равен полному току КЗ на шинах за вычетом тока линии, для которой производится построение кривой. При КЗ в середине и конце линии ток через ТТ защиты равен той части тока повреждения, которая протекает со стороны данной подстанции. Принцип построения кривых спадающих токов КЗ по линиям показан на рис. 1.1.

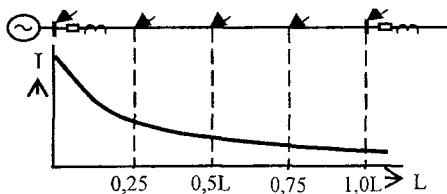


Рис. 1.1

## 2. УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

### Трехступенчатая токовая защита линий с односторонним питанием

На одиночных линиях с односторонним питанием применяют токовую защиту со ступенчатой характеристикой выдержки времени. В зависимости от конкретных условий может быть применена одно, двух или трехступенчатая защита.

Выбор защиты начинают с наиболее удаленного от источника питания элемента сети. Намечают тип защиты – с независимой или ограниченно зависимой от тока характеристикой выдержкой времени; с реле прямого или косвенного действия. При этом следует иметь в виду, что реле прямого действия встраиваются в пружинные и грузовые приводы выключателей 6–35 кВ.

Для определения приемлемости той или иной схемы защиты необходимо сначала определить величину тока срабатывания защиты, а затем проверить чувствительность защиты в зоне ее действия.

Ток срабатывания первой ступени трехфазной защиты (токовая отсечка мгновенного действия) отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ в конце защищаемой линии [1, 2, 3, 4].

$$I_{с.з.}^I = K_{отс} I_{КЗ макс} \quad (2.1)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки, учитывающий неточности расчета тока КЗ, погрешности трансформаторов тока, органов тока и т.д. Часто принимают  $K_{отс} = 1,2 - 1,3$  при использовании реле РТ-40. При выполнении отсечки электромагнитными элементами реле типа РТ-80 или реле прямого действия РТМ  $K_{отс} = 1,5$ .

Если линия питает трансформаторы, не имеющие выключателей на стороне высшего напряжения, то расчетным является КЗ за выключателем на стороне низшего напряжения.

Зона, защищаемая отсечкой ( $L_{отс}$ ) определяется по кривым спада тока  $I_{КЗ}^{(3)} = f(L)$  в максимальном и минимальном режимах. Для построения плавной кривой изменения тока КЗ вдоль линии  $I_{КЗ}^{(3)} = f(L)$  нужно иметь токи КЗ на расстоянии 0,25; 0,5; 0,75; 1,0 для каждой линии. Отсечка считается эффективной и рекомендуется к применению, если она защищает не менее 18–20% длины линии.

Ток срабатывания второй ступени трехступенчатой защиты (токовая отсечка с выдержкой времени) отстраивается от токов срабатывания отсечек I или II ступеней защит смежных линий ( $k_{отс} = 1,1 - 1,2$  независимо от типа реле) и проверяется отстройкой от трехфазного КЗ за трансформатором приемной подстанции (при наличии выключателя на стороне высшего напряжения трансформатора)\*

$$I_{с.з.}^{II} = k_{отс}^{II} I_{КЗ, смежн.}^I \quad (2.2)$$

$$I_{с.з.}^{II} = k_{отс}^{II} I_{КЗ макс.} \quad (2.3)$$

Расчетным является большее из значений тока, полученных по выражениям 2.2 и 2.3.

Выдержка времени второй ступени защиты выбирается на ступень селективности больше выдержек времени ступеней защиты, от которых произведена отстройка.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом двухфазном к.з. в конце защищаемой линии в минимальном режиме.

$$k_{ч}^{II} = (I_{КЗ мин.}^{(2)} / I_{с.з.}^{II}) \geq 1,5. \quad (2.4)$$

Расчет третьей ступени трехступенчатой защиты (максимальная токовая защита) заключается в определении первичных и вторичных токов срабатывания, времени срабатывания, типов реле, минимальных коэффициентов чувствительности при металлических КЗ в конце защищаемых зон, когда эти защиты действуют в качестве основных и резервных.

Ток срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки присоединения [1, 2, 3, 4].

$$I_{с.з.}^{III} = (k_{отс}^{III} k_{в} / k_{в}) I_{р, макс.} \quad (2.5)$$

где  $k_{отс}^{III} = 1,2 - 1,3$  при использовании реле косвенного действия. Для реле прямого действия  $k_{отс}^{III} = 1,5 - 1,8$ ;

$k_{в}$  – коэффициент возврата, равный 0,8 - 0,85 для реле косвенного действия и 0,65 - 0,7 для реле прямого действия;

$k_3$  – коэффициент самозапуска двигателей нагрузки, определяемый конкретным составом нагрузки. В тех случаях, когда  $k_3$  неизвестен дикретивными материалами предлагается принимать  $I_{с.з.}^{III} = 4I_{р.ном}$ .

$I_{р.макс}$  – максимальный рабочий ток защищаемого элемента.

При определении  $I_{р.макс}$  исходят из наиболее тяжелых, но реальных режимов работы оборудования. Так, например, в качестве  $I_{р.макс}$  для каждой из параллельных линий следует принимать суммарную максимальную нагрузку обеих линий. При отсутствии данных о нагрузке линий  $I_{р.макс}$  может быть определен приближенно по максимальной суммарной мощности силовых трансформаторов, которые могут питаться по защищаемой линии в нормальном, ремонтном или послеаварийных режимах. Возможно определение  $I_{р.макс}$  по длительно допускаемому току кабельной вставки  $I_{дл..доп}$ . В этом случае  $I_{р.макс} = I_{дл..доп}$ .

Выдержка времени МТЗ принимается на ступень селективности  $\Delta t$  больше выдержки времени защит, от которых производится отстройка. При использовании реле косвенного действия  $\Delta t = 0,2 - 0,6$  с. Чаще всего  $\Delta t$  принимается равной 0,5 с. Для защит с зависимой характеристикой выдержка времени  $\Delta t = 0,8 - 1,0$  с.

Чувствительность МТЗ проверяется при металлическом двухфазном КЗ в минимальном режиме работы системы

$$K_{ч}^{III} = (I_{КЗ мин}^{(2)} / I_{с.з.}^{III}). \quad (2.6)$$

Для основной зоны  $K_{ч}^{III} \geq 1,5$  а для зоны резервирования  $K_{ч}^{III} \geq 1,2$  (см. рис. 2.1).

Для защит линий с включением реле на разность фазных токов и для защит трансформаторов расчет  $K_{ч}^{III}$  рекомендуется [3] производить по вторичным токам

$$K_{ч}^{III} = (I_{р.мин.} / I_{с.р.}^{III}). \quad (2.7)$$

Ток срабатывания реле всех ступеней защиты определяется по выражению

$$I_{с.р.} = (k_{сх} / n_T) I_{с.з.} \quad (2.8),$$

где  $k_{сх}$  - коэффициент схемы, равный 1 для схем соединений ТТ в звезду и неполную звезду и  $\sqrt{3}$  для схем соединений ТТ в треугольник и на разность токов двух фаз.

$n_T$  - коэффициент трансформации ТТ.

Если чувствительность защиты при КЗ в основной и резервной зонах окажется недостаточной, то надо ее повысить (путем уменьшения  $I_{с.з.}$ ). Этого можно достичь заменой токовых реле защиты на реле, имеющие более высокие  $k_B$  и точность работы; применением вместо двухфазной однорелейной схемы защиты двухфазной двурелейной; применением МТЗ с блокировкой минимального напряжения.

Ток срабатывания МТЗ с блокировкой минимального напряжения отстраивается не от максимальной нагрузки линии, а от тока нормального режима  $I_{норм.}$ , который может быть ориентировочно в 1,5 - 2 раза меньше максимального рабочего тока

$$I_{с.з.}^{III} = (k_{отс}^{III} / k_B) I_{норм.} \quad (2.9)$$

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения

$$U_{с.з.} = U_{раб. минз} / (k_{отс} k_B); \quad U_{с.р.} = U_{раб. минз} / (k_{отс} k_B k_U), \quad (2.10)$$

где  $k_{отс} = 1,1$ ;  $k_B = 1,15 - 1,2$ ; для реле типа РН-50;  $k_U$  - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Коэффициент чувствительности защиты по току определяется в соответствии с 2.6 и 2.7, а чувствительность защиты по напряжению определяется в тех же режимах, что и для токовых реле, по формуле

$$k_{отс} = U_{с.р.} / U_{к.макс} \quad (2.10)$$

где  $U_{к.макс}$  - максимальное значение остаточного напряжения в месте установки защиты при КЗ в конце защищаемого или резервного участка.

### Токовые направленные защиты

Токовые направленные защиты выполняются обычно с несколькими ступенями. Первые и вторые ступени представляют собой токовые отсечки без выдержки и с выдержкой времени, дополненные органом направления мощности. В качестве третьей ступени применяются

максимальные направленные токовые защиты. Применение органа направления мощности позволяет обеспечить селективность токовых защит в кольцевых сетях с одним источником питания и в сетях в виде цепочек одиночных линий о любым числом источников питания (рис. 2.2).

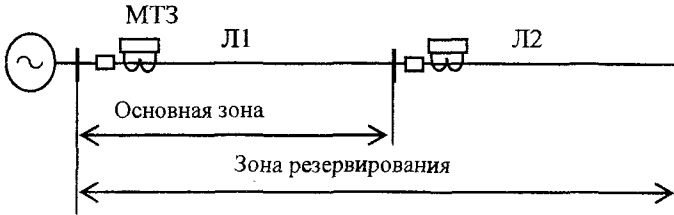


Рис. 2.1

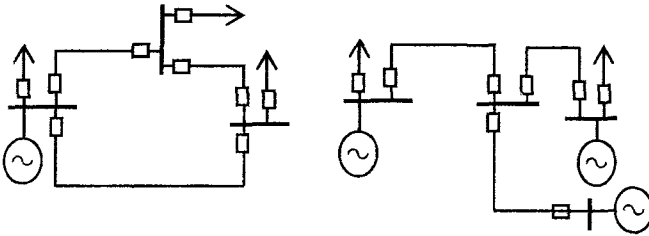


Рис. 2.2. Примеры схем сетей, в которых токовая защита направленная защита обеспечивает селективное отключение КЗ

### Первая ступень токовой направленной защиты

Первые ступени токовых направленных защит выполняются без выдержки времени. При выполнении первых ступеней токовых защит направленными токи срабатывания отсечек выбираются по условию отстройки от максимальных значений токов трехфазных внешних КЗ в точках  $K_A$  и  $K_B$  (рис. 2.3).

$$I_{с.з.А}^I = K_{отс} I_{к.макс.Б} ; I_{с.з.Б}^I = K_{отс} I_{к.макс.А} \quad (2.12)$$

где  $K_{отс} = 1,2 - 1,3$ .

При наличии двухстороннего питания линии по ней могут проходить уравнительные токи  $I_{ур}$ , обусловленные качаниями генераторов. Во избежание неправильной работы отсечек их токи срабатывания должны отстраиваться и от уравнительных токов.

$$I_{с.з.А}^I = K_{отс} I_{ур.макс.}; \quad I_{ур.макс.} = 2E/(X_A + X_B + X_L); \quad (2.13)$$

где  $E = E_A = E_B = 1,05U_{ном.}$ ;  $X_A, X_B, X_L$  – сопротивления источников и линии.

Ток срабатывания выбирается большим из двух значений, полученных по условиям (2.12) и (2.13).

Зоны действия каждой отсечки определяются по точке пересечения прямой тока  $I_{с.з.}^I$  с соответствующей кривой спадания тока КЗ. В некоторых случаях орган направления для первой ступени вообще не требуется. Если же они требуются для повышения чувствительности, то только с одной стороны участка, где  $I_{к.макс.}$  существенно меньше (на рис. 2.3 – со стороны Б).

Вследствии наличия мертвой зоны у реле мощности направленная отсечка должна применяться только в тех случаях, когда ненаправленная отсечка не удовлетворяет условию чувствительности.

У ненаправленных мгновенных токовых отсечек токи срабатывания выбираются одинаковыми и определяются из условия отстройки от наибольшего из двух значений токов внешних КЗ  $I_{к.макс.А}$  или  $I_{к.макс.Б}$ .

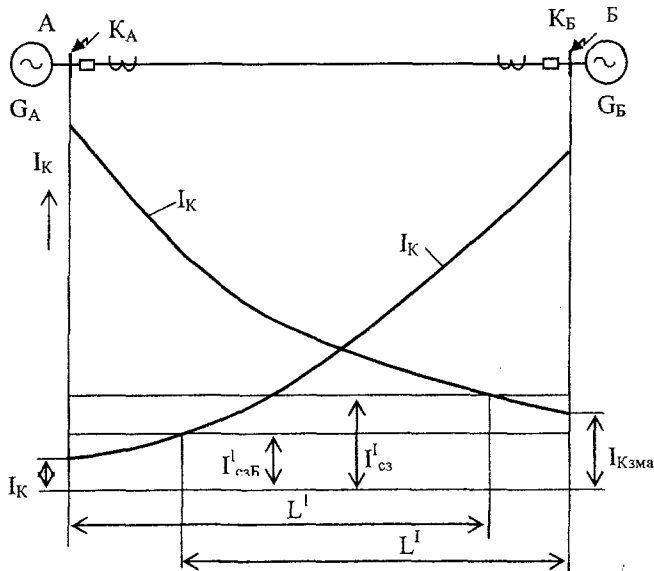


Рис. 2.3. Выбор токов срабатывания и определение защищаемых зон первых ступеней направленных защит



$$I_{с.з.А}^I = I_{с.з.Б}^I = K_{отс} I_{к.макс.}, \quad (2.14)$$

Во избежание неправильной работы отсечек токи их срабатывания должны отстраиваться от уравнильных токов при качаниях генераторов в соответствии с (2.13).

Вторая ступень токовой направленной защиты

Выбор выдержек времени  $t_{сз}^{II}$ , токов срабатывания  $I_{с.з}^{II}$  и проверка чувствительности для вторых ступеней (направленных отсечек с выдержкой времени) производится, как и для аналогичных ненаправленных отсечек [1, 2, 3, 4], с учетом соображений, рассмотренных для направленной первой ступени токовой защиты.

Третья ступень токовой направленной защиты.

Ток срабатывания пусковых токовых реле направленной защиты (третья ступень) выбирается так же, как для максимальной токовой защиты, по формулам (2.5), (2.8).

Если чувствительность защиты при ее работе в основной и резервной зонах окажется ниже допустимых ( $k_4 < 1,5$ ;  $k_4 < 1,2$ ) следует применить блокировку минимального напряжения. В этом случае ток срабатывания пусковых токовых реле определяется по формулам (2.9), (2.8), а напряжение срабатывания реле минимального напряжения - по формулам (2.10).

Выдержки времени защит выбираются по встречно-ступенчатому принципу, по которому все защиты по направленности действия разделяются на две группы, в каждой из которой выдержки времени выбираются, как и у ненаправленной МТЗ, по ступенчатому принципу.

### **Дистанционная защита**

Для защиты электрических сетей от междуфазных повреждений применяются дистанционные защиты, которые могут быть направленными и ненаправленными. Направленная дистанционная защита может служить основной защитой линий с двухсторонним питанием в сетях любой конфигурации.

Расчет дистанционной защиты заключается в определении сопротивлений срабатывания, выдержек времени и чувствительности каждой из ступеней защиты [1, 2, 3, 4, 112].

Расчет уставок дистанционных защит производится с учетом активного и индуктивного сопротивления линий в следующем порядке.

По справочнику [10] в зависимости от марки провода находится удельное комплексное сопротивление линии  $Z_{уд.} = R_{уд.} + j X_{уд.}$  (Ом/км) и длительно допустимый ток по нагреву проводов линии. Затем определяется полное сопротивление линии  $Z_{Л} = Z_{уд.} \cdot L$ . По длительно допустимому току выбирается коэффициент трансформации трансформаторов тока, установленных на линии.

### Первая ступень дистанционной защиты

Первичное сопротивление срабатывания реле сопротивления первой зоны выбирается из следующих условий (см. рис. 2.4):

а). По условию отстройки от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии (на шинах подстанции Б).

$$Z_{с.з.А}^I \leq 0,85 Z_{Л}. \quad (2.15)$$

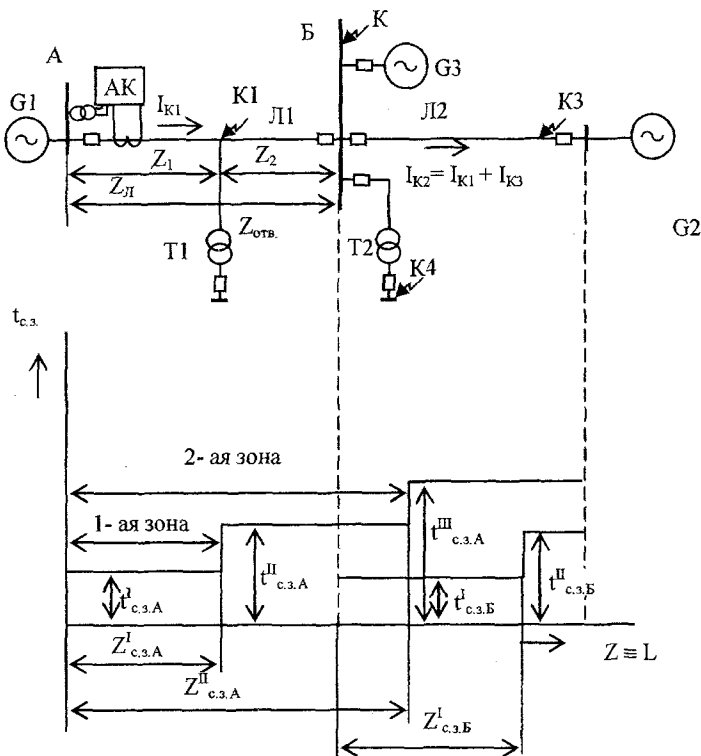


Рис. 2.4. Параметры срабатывания дистанционных защит

б). По условию отстройки от КЗ за трансформатором отпайки, если отпайка не имеет выключателя на стороне высшего напряжения трансформатора

$$Z_{с.з.А}^I \leq 0,85 (Z_1 + Z_{отв.} + Z_{тр.мин.}), \quad (2.16)$$

где  $Z_1$ ,  $Z_{отв.}$ ,  $Z_{тр.мин.}$  - сопротивления участков линии и трансформатора, соответствующее крайнему ответвлению регулируемой обмотки. Для трансформаторов с РПН согласно [2,3]

$$\begin{aligned} X_{тр. мин.} &= (U_{К мин} \% \cdot U_{мин.ВН}^2) / (100S_{ном}) = \\ &= (U_{К мин} \% \cdot (U_{ср.ВН}(1 - \Delta U_{ВН}))^2) / (100S_{ном}), \end{aligned} \quad (2.17)$$

где  $U_{К мин} \%$  - напряжение КЗ для крайнего положения регулятора РПН;  $\Delta U_{ВН} = \Delta U \% / 100$  - половина полного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора;  $U_{ср.ВН}$  - напряжение трансформатора со стороны высшего напряжения, соответствующее среднему положению регулятора;  $S_{ном}$  - номинальная мощность трансформатора.

в). По условию отстройки от КЗ в месте подключения отпайки (точка  $K_1$ ), если отпайки включена через выключатель

$$Z_{с.з.}^I \leq 0,85 Z_1. \quad (2.18)$$

Таким образом, для линий без отпайек  $Z_{с.з.}^I$  рассчитывается по (2.15), а для линий с отпайками без выключателей в отпайке должно приниматься меньше  $Z_{с.з.}^I$  из определенных по формулам (2.15) и (2.16).

Первая ступень защиты выполняется без выдержки времени. Обычно  $t_{с.з.} \leq 0,1$  с.

### Вторая ступень дистанционной защиты

Первичное сопротивление срабатывания реле сопротивления второй зоны  $Z_{с.з.}^{II}$  выбирается из следующих условий:

а). По условию отстройки от конца первой зоны дистанционной защиты смежной линии.

$$Z_{с.з.А}^{II} \leq 0,85 (Z_{Л1} + k_{\text{тотс. кр.}} Z_{с.з.Б}), \quad (2.19)$$

где  $k_{\text{тотс.}}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 0,7 – 0,8;  $Z_{с.з.Б}$  - сопротивление срабатывания первой зоны дистанционной защиты линии  $Л_2$ ;  $k_{\text{р.}}$  - коэффициент токораспределения.

б). По условию отстройки от КЗ (точка  $К_4$ ) за трансформатором  $T_2$  противоположной подстанции

$$Z_{с.з.А}^{II} \leq 0,85 (Z_{Л1} + Z_{T2\text{мин.}}). \quad (2.20)$$

По условию согласования по чувствительности с предыдущими защитами других типов. Например, если линия  $Л_2$  или трансформатор  $T_2$  защищаются токовыми отсечками, то  $Z_{с.з.А}^{II}$  может выбираться по условию согласования по чувствительности с соответствующей токовой отсечкой

$$Z_{с.з.А}^{II} \leq 0,85 (Z_{Л1} + Z_{\text{расч.}}), \quad (2.21)$$

$Z_{\text{расч.}}$  – сопротивление зоны, охватываемой отсечкой, с которой производится согласование, в расчетных условиях при двухфазном КЗ в минимальном режиме.

Более подробно вопрос согласования о токовыми защитами рассматривается в [3,4].

Коэффициент чувствительности второй ступени определяется при металлическом КЗ в конце линии  $Л_1$ .

$$k_{\text{ч}}^{II} = Z_{с.з.А}^{II} / Z_{Л1} \geq 1,25. \quad (2.22)$$

Если  $k_{\text{ч}}^{II} < 1,25$ , то ее можно отстраивать не от первой, а от конца второй зоны защиты линии  $Л_2$ .

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержки времени тех защит, от которых производилась отстройка сопротивления срабатывания второй зоны

$$t_{с.з.А}^{II} \leq t_{с.з.Б}^I + \Delta t. \quad (2.23)$$

При условии выполнения согласования с быстродействующими защитами предыдущих участков  $t_{с.з.}^{II} \approx 0,4 - 0,6$  с.

### Третья ступень дистанционной защиты

В некоторых исполнениях защит измерительные органы третьей ступени выполняют также функции пусковых органов защиты. Первичные сопротивления срабатывания третьей ступеней защит  $Z_{с.з.}^{III}$  определяется из условия отстройки от максимального тока нагрузки и минимального эксплуатационного напряжения на шинах подстанции. Для ненаправленного реле сопротивления

$$Z_{с.з.}^{III} \leq U_{с.мин.} / (k_{отс.} k_{воз.} k_3 \sqrt{3} I_{раб. макс.}). \quad (2.24)$$

Для направленных реле сопротивления

$$Z_{с.з.}^{III} = U_{с.мин.} / (k_{отс.} k_{воз.} k_3 \sqrt{3} I_{раб. макс.} \cos(\delta - \varphi_p)), \quad (2.25)$$

где  $U_{с.мин.}$  - минимальное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты. Ориентировочно  $U_{с.мин.} = (0,8 - 0,9) U_n$ ;  $k_3$  - коэффициент самозапуска, зависящий от конкретных условий. Ориентировочно можно принять  $k_3 = 1,5 - 2,0$ ;  $I_{раб. макс.}$  - максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии;  $k_{отс.} = 1,2 - 1,25$  - коэффициент отстройки;  $k_{воз.}$  - коэффициент возврата реле. Ориентировочно в зависимости от типа реле  $k_{воз.} = 1,05 - 1,2$ ;  $\delta$  - угол максимальной чувствительности реле сопротивления;  $\varphi_p$  - угол между  $I_{раб. макс.}$  и  $U_{с.мин.}$ .

Коэффициент чувствительности определяется так же, как и для второй ступени. Для основного участка необходимо обеспечить  $k_{ч} \geq 1,5$ , для зоны резервирования -  $k_{ч} \geq 1,25$ .

Время срабатывания третьей ступени  $t_{с.з.А}^{III}$  принимается на ступень селективности  $\Delta t$  больше  $t_{с.з.Б}^{III}$  предыдущей защиты.

Пересчет первичных, сопротивлений срабатывания  $Z_{с.з.}^I$ ,  $Z_{с.з.}^{II}$ ,  $Z_{с.з.}^{III}$  на вторичные  $Z_{с.р.}^I$ ,  $Z_{с.р.}^{II}$ ,  $Z_{с.р.}^{III}$  (сопротивления срабатывания реле) производится по формуле

$$Z_{с.р.} = (k_{сх} n_T Z_{с.з.}) / n_n, \quad (2.26)$$

где  $n_T$ ,  $n_n$  - коэффициенты трансформации соответственно трансформаторов тока и напряжения;

$k_{сх}$  - коэффициент схемы, который равен 1 при включении на междуфазные напряжения и разность фазных токов, а при включении реле на междуфазные напряжения и фазные токи равен  $\sqrt{3}$ .

### 3. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для защиты силовых трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов работы применяются следующие типы защит [1,2,7,8]: продольная дифференциальная защита, газовая защита, токовая отсечка, защита от сверхтоков внешних к.з., от перегрузки и некоторые другие типы защит [9].

#### Продольная дифференциальная токовая защита

Дифференциальная защита на силовых трансформаторах устанавливается в следующих случаях [2]: на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше; на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше; на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах низкого напряжения ( $k_n < 2$ ), а МТЗ имеет выдержку времени более 1 с. По типу применяемых реле дифференциальные защиты можно разделить на три группы: с токовыми реле РТ-40, РТМ (дифференциальная отсечка); с реле РНТ, с реле с торможением. Расчет дифференциальной защиты с реле РНТ-565 производится в следующей последовательности [2,3,4,7,8].

1). Определяются номинальные токи обмоток трансформатора

$$I_n = S_n / (\sqrt{3} \cdot U_n). \quad (3.1)$$

2). Выбираются типы трансформаторов тока, схемы их соединений и определяются коэффициенты трансформации трансформаторов тока (ТТ) таким образом, чтобы обеспечивалось примерное равенство токов в плечах защиты. В схемах защиты, в которых первая группа ТТ соединена в треугольник, а вторая в звезду, коэффициенты трансформации  $n_{T1}$   $n_{T2}$  определяются следующим образом:

$$n_{T1} = (\sqrt{3} I_{n1})/5; \quad n_{T2} = I_{n2}/5, \quad (3.2)$$

где  $I_{n1}$ ,  $I_{n2}$  - номинальные токи силового трансформатора, отнесенные к напряжению той стороны, где установлены рассматриваемые ТТ.

По расчетным значениям  $n_{T1}$  и  $n_{T2}$  выбираются стандартные трансформаторы тока с тем же или ближайшим большим  $n_T$ .

3). Определяются токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

$$I_{B1} = (k_{cx1} I_{H1}) / n_{T1}; I_{B2} = (k_{cx2} I_{H2}) / n_{T2}, \quad (3.3)$$

где  $k_{cx} = \sqrt{3}$  для схемы соединений ТТ в треугольник и  $k_{cx} = 1$  для схемы соединений ТТ в звезду. Сторона с большим током  $I_{B1}$  ( $I_{B2}$ ) называется основной.

4). Выбирается первичный ток срабатывания защиты  $I_{с.з.}$  по следующим условиям:

а). По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних К.З.

$$I_{с.з.} = 1,3 I_{Hб.макс} == 1,3 (0,1 + \Delta U) I_{КЗ макс}, \quad (3.4)$$

где  $\Delta U$  - половина регулировочного диапазона изменения напряжения при регулировании коэффициента трансформации. В расчетах можно принять  $\Delta U = 0,05$  для трансформаторов без РПН, для трансформаторов с РПН -  $\Delta U = (0,1 - 0,16)$  [9].

$I_{КЗ макс}$  - периодическая слагающая тока при внешнем трехфазном металлическом КЗ на шинах низкого напряжения трансформатора.

б). По условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение

$$I_{с.з.} = 1,3 I_H, \quad (3.5)$$

где  $I_H$  - номинальный ток, соответствующий номинальной мощности трансформатора.

При расчетах уставок токи КЗ, токи небаланса и срабатывания следует приводить к одной и той же ступени напряжения - к основной стороне.

У трансформаторов с РПН на стороне высшего напряжения величины бросков тока намагничивания могут увеличиваться при уменьшении напряжения отщвления регулируемой обмотки, что учитывается расчетом тока  $I_H$  по следующему выражению

$$I_H = S_H / (\sqrt{3} \cdot U_H (1 - \Delta U)). \quad (3.6)$$

Первичный ток срабатывания защиты принимается равным большему из двух значений, рассчитанных по условиям а и б.

5). Определяется вторичный ток срабатывания, отнесенный к стороне с большим вторичным током (к основной стороне)

$$I_{c.p.} = (k_{cx} / n_T) I_{c.з.}, \quad (3.7),$$

где  $k_{cx}$ ,  $n_T$  - коэффициент схемы и коэффициент трансформации ТТ с основной стороны.

6). Число витков реле РНТ для основной стороны (в схеме без уравнильной обмотки в основном плече защиты)

$$W_{осн.рас.} = F_{cp.} / I_{c.p.} = 100 / I_{c.p.}, \quad (3.8)$$

где  $F_{cp.}$  - намагничивающая сила срабатывания реле, равная 100 ампервиткам.

В соответствии с имеющимися на обмотках отпайками для регулирования числа витков принимается ближайшее меньшее к  $W_{осн.рас}$  значение, которое можно установить на дифференциальной обмотке. Затем определяется фактическое значение  $I_{cp}$  соответствующее выбранному числу витков  $W_{осн}$

$$I_{c.p.} = 100 / W_{осн.} \quad (3.9)$$

7). Определяется расчетное число витков со стороны с меньшим вторичным током, которая называется неосновной, из условия равенства нулю результирующей намагничивающей силы БНТ реле при нагрузочном режиме и внешних КЗ

$$W_{осн} I_{осн} = W_{неосн.рас} I_{неосн.}; \quad W_{неосн.рас} = W_{осн} (I_{осн} / I_{неосн.}). \quad (3.10)$$

Принимается значение  $W_{неосн.}$  ближайшее меньшее, которое может быть установлено.

8). Вычисляют составляющую тока небаланса  $I_{нб.}^{III}$ , обусловленную неравенством расчетного  $W_{неосн.рас}$  и фактического  $W_{неосн.}$  числа витков обмотки на неосновной стороне

$$I_{нб.}^{III} = |(W_{неосн.рас} - W_{неосн.}) / W_{неосн.рас}| I_{КЗ\ вн.макс.}, \quad (3.11)$$

где  $I_{КЗ\ вн.макс.}$  - ток внешнего КЗ на той стороне силового трансформатора, куда включена обмотка  $W_{неосн.рас}$ .



9). Определяют суммарный расчетный ток небаланса с учетом составляющей  $I_{нб}^{III}$ . Затем по формуле (3.4) вновь определяют  $I_{с.з.}$  и  $I_{с.р.}$ . Если новое значение  $I_{с.р.}$  превышает значение  $I_{с.р.}$ , рассчитанное в соответствии с (3.9), то расчет повторяется до тех пор, пока ток срабатывания, определенный с учетом  $I_{нб}^{III}$  станет равным или меньше  $I_{с.р.}$  определенного предыдущим расчетом.

10) Определяется коэффициент чувствительности защиты при двухфазном КЗ на стороне низшего напряжения

$$k_{\chi} = (I_{р.мин.} / I_{с.р.}) \geq 2. \quad (3.12)$$

Для трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов порядок расчета защиты рассмотрен в [2,7].

При недостаточной чувствительности защиты с реле РНТ ( $K_{\chi} < 2$ ) нужно применить более сложные реле с торможением.

Методика расчета дифференциальной защиты с реле ДЗТ приводится в [3, 4, 8].

### Защита от сверхтоков внешних междуфазных КЗ

В качестве такой защиты в ряде случаев оказывается возможным использование простой МТЗ В случае недостаточной чувствительности этой защиты может быть применена МТЗ с блокировкой минимального напряжения или МТЗ с комбинированным пуском напряжения.

Для двухобмоточных трансформаторов предусматривается один комплект защиты, устанавливаемый со стороны источника питания.

Для трехобмоточных трансформаторов обычно предусматривается два комплекта защиты. Комплекты включаются с питающей стороны и той из приемных сторон, отходящие линии которой имеют меньшую: выдержку времени защит. Токи срабатывания защиты  $I_{с.з.}$  и реле  $I_{с.р.}$  находятся как и для всех МТЗ, по формулам

$$I_{с.з.} = (k_{отс} k_3 / k_{в}) I_{нагр.макс}; \quad I_{с.р.} = (k_{сх} / n_T) I_{с.з.} \quad (3.13)$$

Максимальный ток нагрузки, от которого необходимо отстроить защиту, обычно определяется из рассмотрения двух режимов: отключение параллельно работающего трансформатора или автоматическое подключение нагрузки при действии АВР. Оставшийся в работе трансформатор перегружается в первом случае вдвое.

Выдержка времени выбирается из условия селективности на ступень выше наибольшей выдержки времени  $t_n$  и защит присоединений, питающихся от трансформатора

$$t_{с.з.} = t_n + \Delta t. \quad (3.14)$$

### Защита от перегрузки

Защита от перегрузки выполняется с помощью МТЗ, включенной на ток одной фазы, защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях - на разгрузку или отключение трансформаторов.

На двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторах (при условии равенства мощностей обмоток) с односторонним питанием предусматривается один комплект защиты, устанавливаемый со стороны питания.

Ток срабатывания защиты и реле определяются по формулам

$$I_{с.з.} = (k_{отс} / k_b) I_n; \quad I_{с.р.} = (k_{сх} / n_T) I_{с.з.}, \quad (3.15)$$

где  $k_{отс} = 1,05$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность в значении тока срабатывания.

Время действия защиты от перегрузки выбирается на ступень селективности больше времени срабатывания МТЗ от сверхтоков внешних КЗ.

### Газовая защита

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, имеющих расширители. Применение газовой защита является обязательным на трансформаторах мощностью 6330 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000–4000 кВА, не имеющих дифференциальной защиты или отсечки и если МТЗ имеет выдержку времени 1 с и более [2]. Применение газовой защиты является обязательным также на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и более независимо от наличия других быстродействующих защит [6].

Газовая защита осуществляется с помощью специальных газовых реле [2,7].

## Защита трансформаторов цеховых подстанций

На цеховых подстанциях используют обычно силовые трансформаторы мощностью 100–1600 кВА. На них устанавливают МТЗ, защиту от однофазных КЗ на землю на стороне низшего напряжения, газовую защиту для трансформаторов внутрицеховых подстанций мощностью от 400 кВА и выше.

Указанные защиты применяют в зависимости от типа аппаратов, установленных на стороне высшего напряжения - высоковольтный выключатель, выключатель нагрузки или предохранители. Применение последних значительно удешевляет установку и упрощает защиту.

Защита предохранителями и выключателями нагрузки выполняется для трансформаторов мощностью до 1000 кВА, напряжением до 10 кВ с предохранителями ПК на 100 А и мощностью не более 2500 кВА, напряжением 35 кВ с предохранителями ПК-35Н на 40 А; отключаемая мощность КЗ не должна превышать 200 МВА.

Высоковольтные предохранители обеспечивают защиту от внутренних повреждений и междуфазных КЗ на выводах. Защиту от однофазных КЗ на стороне 0,4 - 0,23 кВ осуществляют или автоматическим выключателем с максимальным расцепителем или специальной защитой нулевой последовательности, присоединяемой к ТТ в нулевом проводе.

### *Защита от однофазных коротких замыканий трансформаторов 6-10/0,4 - 0,23 кВ*

Сети 0,4 кВ работают с глухозаземленной нейтралью трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_0$  и  $Y/Y_0$ . Одна из особенностей трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_0$  заключается в том, что при однофазном КЗ на землю на стороне 0,4 кВ значение тока КЗ оказывается в три раза выше, чем при таком же КЗ за таким же трансформатором, но со схемой соединения обмоток  $Y/Y_0$ . Это обеспечивает более высокую чувствительность защиты нулевой последовательности 0,4 кВ и МТЗ 10 кВ трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_0$ , причем не только в основной зоне, но и в зоне дальнего резервирования.

При несимметричной нагрузке в нейтрали защищаемого трансформатора протекает ток небаланса. Для трансформаторов  $\Delta/Y_0$  допускается ток небаланса до 0,75 номинального, а для трансформаторов  $Y/Y_0$  – не более 0,25 номинального.

Специальную защиту нулевой последовательности следует предусматривать в тех случаях, когда защиты от междуфазных КЗ (МТЗ на стороне 6-10 кВ, электромагнитный расцепитель на стороне 0,4 кВ) не имеют достаточной чувствительности к однофазным КЗ за трансформатором. На трансформаторах  $\Delta/Y_0$  МТЗ на стороне 10 кВ в большинстве случаев оказывается чувствительной к однофазным КЗ за трансформатором и тогда можно не устанавливать токовую защиту нулевой последовательности. Однако на практике эту защиту всегда стремятся устанавливать для целей дальнего резервирования.

Ток срабатывания  $I_{cp}$  реле защиты, присоединенного к трансформатору тока в нулевом проводе у нейтрали трансформатора, с учетом допустимых кратковременных перегрузок трансформатора должен составлять:

- для схемы соединения обмоток  $Y/Y_0 - 0$

$$I_{cp} = 0,25 \cdot K_{отс} \cdot K_{п} \frac{I_{НОМ}}{n_T}, \quad (3.16)$$

- для схемы соединения обмоток  $\Delta/Y_0 - 11$

$$I_{cp} = 0,75 \cdot K_{отс} \cdot K_{п} \frac{I_{НОМ}}{n_T}, \quad (3.17)$$

где  $K_{отс}$  - 1,1 - 1,2 - коэффициент отстройки;  $K_{п}$  - коэффициент, учитывающий допускаемую кратковременную перегрузку трансформатора;  $I_{НОМ}$  - номинальный ток трансформатора;  $n_T$  - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Для защиты обычно используется реле РТ-81, ампер-секундная характеристика которого хорошо согласуется с характеристикой автоматических выключателей на отходящих линиях низшего напряжения.

Однако при наличии в нулевом проводе высших гармоник реле РТ-81 может срабатывать при меньших токах, чем  $I_{cp}$ . В связи с этим может использоваться реле РТ-40, свободное от этого недостатка.

Чувствительность защиты определяется коэффициентом чувствительности

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{I_{K3min}^{(1)}}{n_T + I_{c.p}}; \quad I_{K3}^{(1)} = \frac{3U_{\phi}}{2X_{1T} + X_{0T}}, \quad (3.18)$$

где  $I_{K3min}^{(1)}$  - минимальное значение тока однофазного КЗ на сборных шинах низшего напряжения (НН);

$X_{1T}, X_{0T}$  - сопротивление прямой и нулевой последовательностей трансформатора. Для трансформаторов  $Y/Y_0$  мощностью 100-1000 кВА  $X_{0T} \approx (5...10) X_{1T}$ .

Для трансформаторов с соединением обмоток  $\Delta/Y_0$  токи однофазного КЗ при повреждении у выводов НН примерно равны по значению токам трехфазного КЗ. Поэтому может оказаться, что достаточно использовать МТЗ на стороне высшего напряжения, не применяя защиту в нулевом проводе.

Условием допустимости использования этой МТЗ является

$$I_{cp} = \frac{K_{отс} K_{сх} \cdot K_{п} I_{ном}}{K_B n_T} \leq \frac{I_{K3pp}^{(1)}}{K_{ц} \cdot n_T}, \quad (3.19)$$

где  $I_{K3pp}^{(1)}$  - минимальное значение тока однофазного КЗ на стороне НН, приведенное к стороне ВН трансформатора.

Для схемы  $\Delta/Y_0 - 11$

$$I_{K3pp}^{(1)} = \frac{I_{K3}^{(1)}}{\sqrt{3} K_T}, \quad (3.20)$$

а для схемы  $Y/Y_0 - 0$

$$I_{K3pp}^{(1)} = \frac{1}{3} \frac{I_{K3}^{(1)}}{K_T}, \quad (3.21)$$

$K_T$  - коэффициент трансформации защищаемого трансформатора.

При проверке вышеуказанного условия должно быть учтено реальное распределение токов по фазам.

При недостаточной чувствительности МТЗ на стороне ВН могут быть использованы:

- автоматические выключатели с максимальными расцепителями, устанавливаемые у выводов НН трансформатора;
- предохранители, устанавливаемые у выводов НН трансформаторов до 400 кВА.

### *Защита блоков линия-трансформатор 10 кВ*

Обычно защита блоков линия-трансформатор выполняется с помощью токовой отсечки и МТЗ.

Мгновенная токовая отсечка настраивается таким образом, чтобы надежно не срабатывать при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора блока и надежно срабатывать при двухфазном КЗ на выводах 10 кВ этого трансформатора. Исходя из этих условий ток срабатывания отсечки

$$I_{CЗ} = K_H I_{КЗМАКС}^{(3)},$$

где  $I_{КЗМАКС}^{(3)}$  - максимальное значение тока при трехфазном КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора блока;

$K_H = 1,6$  при использовании реле РТМ или РТ-80. Для реле РТ-40 или полупроводниковых реле  $K_H = 1,3 \dots 1,4$ . Коэффициент чувствительности защиты должен находиться в пределах 1,5 ... 2.

МТЗ на блоках линия-трансформатор выполняется трехрелейной и рассчитывается так же, как МТЗ трансформаторов. Если МТЗ имеет коэффициент чувствительности при металлических КЗ за трансформатором не менее 1,5 и время ее действия не превышает 1 с, то можно не выполнять собственную защиту трансформатора на стороне 10 кВ. При этом газовая защита трансформатора выполняется с действием отключающего элемента только на сигнал, а специальная токовая защита нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ – с действием на отключение только автоматического выключателя 0,4 кВ.

Поскольку защита действует на отключение автомата 0,4 кВ (согласно ПУЭ допускается не прокладывать специальный контрольный кабель для обеспечения действия этой защиты на выключатель линии 10 кВ), то нужно помнить, что однофазное КЗ на участке между трансформатором и местом установки автомата 0,4 кВ не ликвидируется после отключения этого автомата. Для отключения этого КЗ требуется достаточная чувствительность МТЗ на стороне 6 (10) кВ.

Для трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_0$  необходимая чувствительность в большинстве случаев обеспечивается, а для трансформаторов  $Y/Y_0$  – наоборот, в большинстве случаев не обеспечивается.

## Список использованных источников

1. Федосеев, А.М. Релейная защита электрических систем. -М.: Энергия, 1976.
2. Беркович, М.Д, Молчанов, В.В., Семенов, В. А. Основы техники релейной защиты, - М.: Энергоатомиздат, 1984.
3. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - Л.; Энергия, 1976.
4. Авербух, М.А. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. - Л.: Энергия 1975.
5. Какуевичкий, Л.И., Смирнов, Г.В. Справочник реле защиты и автоматики. - М., Энергия, 1972.
6. Правила устройств электроустановок ПУЭ-76, разд. III-М: Энергоиздат, 1981.
7. Чернобровов, Н.В. Релейная защита, - М.: Энергия, 1974.
8. Руководящие указания по релейной защите. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Выпуск 13А. Схемы. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
9. Руководящие указания по релейной защите. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Выпуск 13 Б. Расчеты. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
10. Крючков, И.П., Кувшинский, Н.Н., Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования, 3-е изд. - М.: Энергия, 1978.
11. Руководящие указания по релейной защите. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сети 110-750 кВ. вып. II - М.: Энергия, 1979.
12. Кривенков В.В., Новелла В.Н., Релейная защита и автоматика систем электроснабжения М.: Энергоиздат, 1981.
13. Руководящие указания по релейной защите, Дистанционная защита линий 35-330 кВ, вып.7. - М,Л.: Энергия, 1966.



ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЛЕ

Таблица П1.1

Реле максимального тока

| Тип реле  | Пределы уставок тока срабатывания реле, А |                   | Коэффициент возврата, $K_B$  | Время срабатывания, с   |
|-----------|---|-------------------|--|---|
|           | Соед.обм. послед..                        | Соед.обм. паралл. |  |   |
| РТ 40/2   | 0,5 – 1                                   | 1 – 2             | Дополнительная регулировка обеспечивает $K_B$ не менее 0,85 на любой уставке шкалы. При этом $K_B$ на других уставках не менее 0,8 | Не более 0,1 с при токе 1,2 $I_{уст.}$ и 0,03 с. при токе $3I_{уст.}$ |
| РТ 40/6   | 1,5 – 3                                   | 3 – 6             |  |   |
| РТ 40/10  | 2,5 – 5                                   | 5 – 10            |  |   |
| РТ 40/20  | 5 – 10                                    | 10 – 20           |  |   |
| РТ 40/50  | 23,5 – 25                                 | 25 – 50           |  |   |
| РТ 40/100 | 25 – 50                                   | 50 – 100          |  |   |
| РТ 40/200 | 50 – 100                                  | 100 – 200         |  |   |

Таблица П1.2

Реле максимального напряжения

| Тип реле  | Пределы напряжения срабатывания реле, В |           | Коэффициент возврата, $K_B$ | Время срабатывания, с     |
|-----------|---|-----------|-----------------------------|---------------------------|
|           | первый                                  | второй    |                             |                           |
| РН 54/48  | 12 – 24                                 | 24 – 48   | не выше 1,25                | 0,15 с при 0,8 $U_{уст.}$ |
| РН 54/160 | 40 – 80                                 | 80 – 160  |                             |                           |
| РН 54/320 | 80 – 160                                | 160 – 320 |                             |                           |

Таблица П1.3

Реле времени

| Тип реле | Пределы установок, с | Разброс времени, с | Вид оперативного тока | Напряжение оперативного тока |
|----------|----------------------|--------------------|-----------------------|------------------------------|
| 1        | 2                    | 3                  | 4                     | 5                            |
| 5ЭВ 112  | 0,1 – 1,3            | 0,06               | постоянный            | 24, 48, 100 и 220 В          |
| ЭВ 114   | 0,1 – 1,3            | 0,06               | ““                    | ““                           |
| ЭВ 122   | 0,25 – 3,5           | 0,12               | ““                    | ““                           |

| 1      | 2          | 3    | 4           | 5                 |
|--------|------------|------|-------------|-------------------|
| ЭВ 124 | 0,25 – 3,5 | 0,12 | “-“         | “-“               |
| ЭВ 132 | 0,5 – 9    | 0,25 | “-“         | “-“               |
| ЭВ 142 | 1 – 20     | 0,8  | “-“         | “-“               |
| ЭВ 215 | 0,1 – 1,3  | 0,06 | переменный  | 100,127,220, 380В |
| ЭВ 225 | 0,25 – 3,5 | 0,12 | “-“         | “-“               |
| ЭВ 235 | 0,5 – 9    | 0,25 | “-“         | “-“               |
| ЭВ 245 | 1 – 20     | 0,8  | “-“         | “-“               |
| РВМ 12 | 0,5 – 4    | 0,12 | “-“ 2,5/5 А | “-“               |
| РВМ 13 | 1 - 10     | 0,25 | “-“         | “-“               |

Таблица III.4

## Реле промежуточные

| Тип реле | Род тока | Время сраб. реле, с | Ноимнальн. напряжен. реле                                 | Примечание   |
|----------|----------|---------------------|---|--|
| РП 23    | Пост.    | не более<br>0,06 с  | Вып. на напряж. 12,<br>24,48,110 и 220 В<br>100,127,220 В | Имеется<br>встроенный<br>механический<br>указатель<br>срабатывания |
| РП 24    | Пост.    |                     |   |  |
| РП 25    | Перем.   |                     |   |  |
| РП 26    | Перем.   |                     |   |  |

Таблица III.5

## Реле указанные (постоянного тока)

| Тип реле    | $I_n$ , А | Тип реле  | $U_n$ , В |
|-------------|-----------|-----------|-----------|
| РУ 21/0,01  | 0,01      | РУ 21/220 | 220       |
| РУ 21/0,015 | 0,015     | РУ 21/110 | 110       |
| РУ 21/0,025 | 0,025     | РУ 21/48  | 48        |
| РУ 21/0,05  | 0,05      | РУ 21/24  | 24        |
| РУ 21/0,075 | 0,075     | РУ 21/12  | 12        |
| РУ 21/0,1   | 0,1       |           |           |

## Реле направления мощности

| Тип реле    | $I_H, A$ | $U_{м.ч.}$<br>в град. | Мощность срабат.<br>при $I_p = I_H, BA$ |
|-------------|----------|-----------------------|---|
| РБМ – 171/1 | 5        | 30/45                 | 3/4                                     |
| РБМ – 171/2 | 1        | 30/45                 | 0,6/0,8                                 |
| РБМ – 271/1 | 5        | 30/45                 | 3/4                                     |
| РБМ – 271/2 | 1        | 30/45                 | 0,6/0,8                                 |
| РБМ – 177/1 | 5        | $70 \pm 5$            | 3,0                                     |
| РБМ – 177/2 | 1        | $70 \pm 5$            | 0,6                                     |
| РБМ – 277/1 | 5        | $70 \pm 5$            | 3,0                                     |
| РБМ – 277/2 | 1        | $70 \pm 5$            | 0,6                                     |
| РБМ – 178/1 | 5        | $70 \pm 5$            | 2,0                                     |
| РБМ – 178/2 | 1        | $70 \pm 5$            | 0,2                                     |
| РБМ – 278/1 | 5        | $70 \pm 5$            | 2,0                                     |
| РБМ – 278/2 | 1        | $70 \pm 5$            | 0,2                                     |

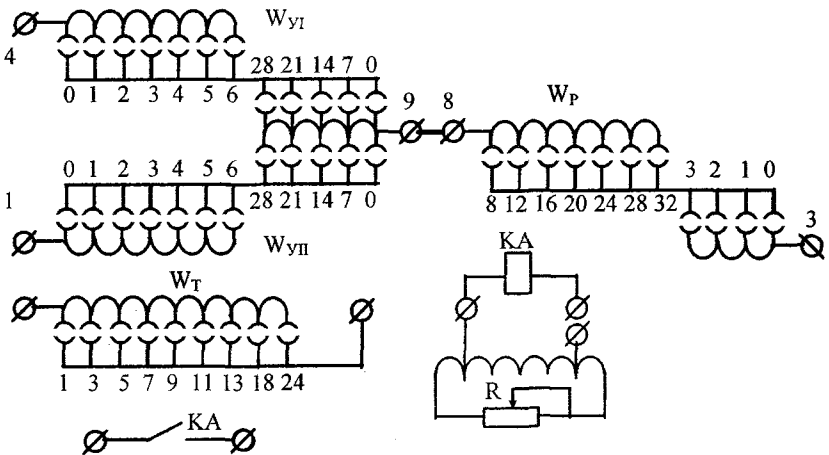


Рис. П1.1. Схема внутренних соединений реле ДЗТ-11

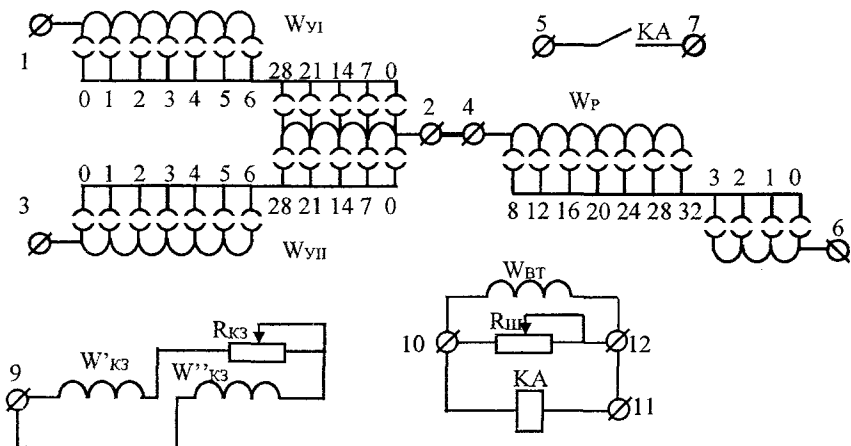


Рис. П1.2. Схема внутренних соединений реле РНТ-565

Пример расчета

Выбрать защиты и произвести расчет установок релейных защит элементов участка сети, приведенного на рисунке П2.1. Примеры питающих систем, силовых трансформаторов. линий, места установки коммутационной аппаратуры и расчетные точки коротких замыканий зоны на рис.1. На подстанции Б не допускается параллельная работа трансформаторов Т1 и Т2 на сторонах низкого и среднего напряжений.

Выбор вида и места установки релейных защит участка сети

Выбор защит произведен для следующих элементов схемы участка: линий электропередач Л1, Л3, трансформатора Т1 п/ст.Б (см. табл. П2.1).

Таблица П2.1

| Защищаемый элемент | Выбранная защита                           | Место установки защиты  | Прим.   |
|--------------------|--|-------------------------|---|
| Линия Л5           | Дистанционная направленная защита          | Со стороны подстанции А | В таб. П2.1 приводится неполный перечень защит элементов участка сети |
| Линия Л1           | Дистанционная направленная защита          | Со стороны подстанции Б |   |
| Линия Л3           | -"-  | -"                      |   |
| Линия Л3           | -"   | Со стороны подстанции В |   |
| Тр-тор Т1          | Продольная дифференциальная токовая защита | Тр-тор Т1               |   |
| Тр-тор Т1          | МТЗ  | Сторона ВН трансф. Т1   |   |
| Тр-тор Т1          | -"   | Сторона НН трансф. Т1   |   |
| Секц. выкл. Q13    | МТЗ  | -                       |   |
| Секц. выкл. Q13    | МТЗ  | -                       |   |
| Линия Л4           | МТЗ, Токовая отсечка.                      |                         |   |

## Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов коротких замыканий (т.к.з.) выполняется со следующими допущениями:

- сопротивления в схемах замещений приведены к ступени напряжений 115 кВ при учете средних значений коэффициентов трансформации силовых трансформаторов;
- не учитываются активные сопротивления элементов участка сети;
- принимаем равными сопротивлениями прямой и обратной последовательностей элементов участка сети;
- ограничиваемся вычислением только аварийных составляющих т.к.з.;
- для определения сверхпереходных значений т.к.з. принимаем величины э.д.с. питающих систем в относительных единицах равными 1,02.

Расчет выполняем в именованных единицах.

Результаты расчета величин т.к.з. при повреждении в расчетных точках при соответствующих расчетах режимах сведены в табл. 2. Термины «макс» и «мин» соответствуют максимальному и минимальному режимам работы питающих систем  $G_1$  и  $G_2$ .

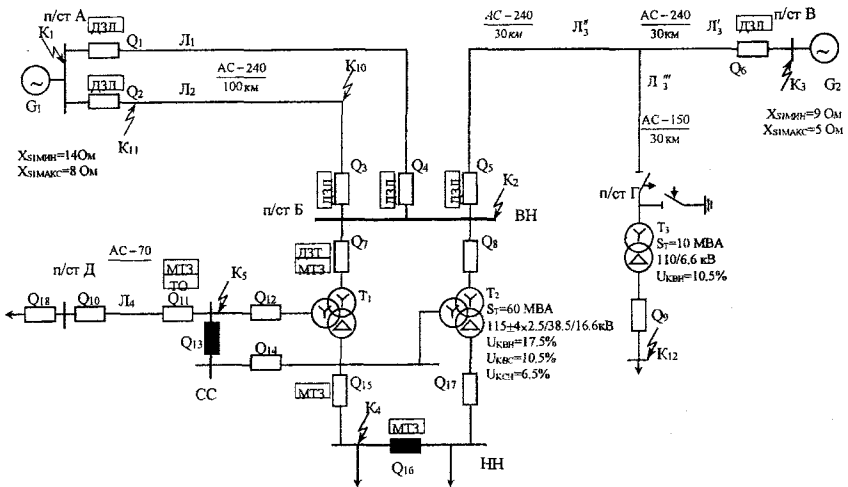


Рис. П2.1

Таблица П2.2

| Точка к.з. | Расчетный режим | Л1     | Л1     | Л2     | Л3     | Л3     | Л3    | Т1     |
|------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|
| 1          | 2               | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8     | 9      |
| К1         | макс            | 691    | 691    | 691    | 1382   | 1382   | -     | -      |
|            | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
|            | макс            | 981,5  | 981,5  | -      | 981,5  | 981,5  | -     | -      |
|            | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |
|            | мин             | 639    | 639    | 639    | 1278   | 1278   | -     | -      |
| К2         | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
|            | мин             | 927,7  | 927,7  | -      | 927,7  | 927,7  | -     | -      |
|            | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |
|            | макс            | 1209,3 | 1209,3 | 1209,3 | 2335,3 | 2335,3 | -     | -      |
|            | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
| К3         | макс            | 1410,9 | 1409,9 | -      | 2335,3 | 2335,3 | -     | -      |
|            | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |
|            | мин             | 995,9  | 995,9  | 995,9  | 2052,5 | 2052,2 | -     | -      |
|            | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
|            | мин             | 1254,1 | 1254,1 | -      | 2052,2 | 2052,2 | -     | -      |
| К4         | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |
|            | макс            | 940,6  | 940,6  | -      | 940,6  | 940,6  | -     | -      |
|            | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |
|            | макс            | 651,2  | 651,2  | 651,2  | 1302,4 | 1302,4 | -     | -      |
|            | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
| К5         | мин             | 583,8  | 583,8  | 583,8  | 1167,8 | 1167,8 | -     | -      |
|            | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
|            | мин             | 868,2  | 868,2  | -      | 868,2  | 868,2  | -     | -      |
|            | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |
|            | макс            | 326,0  | 326,0  | 326,0  | 629,5  | 629,6  | -     | 1281,5 |
| К4         | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
|            | мин             | 434,8  | 434,4  | -      | 711,5  | 711,5  | -     | 1146,2 |
|            | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |
| К5         | макс            | 454,0  | 454,0  | 454,0  | 876,7  | 876,7  | -     | 1784,7 |
|            | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
|            | мин             | 581,4  | 581,4  | -      | 952,5  | 952,5  | -     | 1532,7 |
| К12        | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |
|            | макс            | 62,1   | 62,1   | 62,1   | 124,1  | 292,0  | 416,2 | -      |
|            | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
|            | мин             | 64,2   | 64,2   | 64,2   | 128,5  | 281,4  | 409,9 | -      |
| К12        | Л2-вкл          |        |        |        |        |        |       |        |
|            | мин             | 361,9  | 361,9  |        | 361,5  | 592,2  | 954,1 | 954,1  |
| К12        | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |
|            | Л2-откл         |        |        |        |        |        |       |        |

## Расчет защит трансформатора Т1

Исходная информация к расчету приведена на рис. 1. Нагрузка среднего напряжения равна  $0,5 S_N$  трансформатора, а на стороне низкого напряжения –  $0,2 S_N$  трансформатора.

Эквивалентные сопротивления, приведенные к напряжению 115 кВ, питающих систем G1, G2 и ЛЭП Л1, Л2, Л3 относительно шин подстанции Б соответственно равны при:

- максимальном режиме работы ( $X_{\Sigma\text{макс}}$ ) – 14,2 Ом;
- максимальном режиме работы ( $X_{\Sigma\text{мин}}$ ) – 20,5 Ом.
- ток срабатывания МТЗ присоединений РУ 6,3 кВ равен 320 А;
- максимальный рабочий ток присоединений РУ 6,3 кВ равен 80 А;
- в максимальных токовых защитах применяется реле типа РТ-40;
- время срабатывания МТЗ присоединения РУ 6,3 кВ равно 1 с.

*Таблица П2.4*

### Данные о трансформаторах тока сторон ВН, СН, НН (трансформатор Т1)

| Наименование величины                                  | Численные значения для сторон |          |        |
|--|-------------------------------|----------|--------|
|  | 115 кВ                        | 38,5 кВ  | 6,3 кВ |
| Коэффициент трансформации                              | 600/5                         | 2000/5   | 6000/5 |
| Схема соединений вторичных обмоток трансформатора тока | $\Delta$                      | $\Delta$ | Y      |

### Расчет МТЗ трансформатора Т1

Расчет МТЗ относительно несложен и в данных методических указаниях не приводится

Выбор уставок дифзащиты трансформатора Т1

*Таблица П2.5*

### Определение вторичных токов в плечах защиты

| Наименование величины            | Численные значения для сторон               |   |   |
|----------------------------------|---|---|---|
|                                  | 115 кВ                                      | 38,5 кВ                                       | 6,3 кВ                                      |
| Первичный номинальный ток, А     | $\frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 301,2$  | $\frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 899,8$   | $\frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 5498,6$ |
| Вторичный ток в плечах защиты, А | $\frac{\sqrt{3} \cdot 301,2}{600/5} = 4,33$ | $\frac{\sqrt{3} \cdot 899,8}{2000/5} = 3,896$ | $\frac{5498,6}{6000/5} = 4,58$              |



### Определение чисел витков обмоток НТТ (дифзащита без торможения)

| Обозначение величины и расчетные выражения  | Численное значение                                    |
|---|---|
| 1   | 2   |
| Номинальный ток Т1 на стороне ВН<br>$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{лин}}}, \text{ А}$  | $\frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 105} = 329,9 \text{ А}$  |
| Ток срабатывания защиты по условию отстройки от бросков тока намагничивания $I_{\text{ср.з}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}$                   | $1,3 \cdot 329,9 = 428,9 \text{ А}$                   |
| Токи небаланса без учета третьей составляющей,<br>$I_{\text{нб}} = (K_{\text{ап}} K_{\text{одн}} \Sigma + \Delta U_{\text{ВН}}) I_{\text{кз max}(5)}$ | $(0,1 + 0,0869) \cdot 1784,7 = 333,6 \text{ А}$       |
| Ток срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса, $I_{\text{ср.з}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}}$                               | $1,3 \cdot 333,6 = 433,7 \text{ А}$                   |
| Предварительно выбранный ток срабатывания защиты $I_{\text{ср.з}}$  | 436,7 А   |
| $I_{\text{ср.р неосн (сторона ВН)}} = \frac{I_{\text{ср.з}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{ТТ}}}$  | $\frac{433,7 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 6,26 \text{ А}$ |
| $W_{\text{неосн.расч}} = F_{\text{ср}}/I_{\text{ср.р неосн}}$   | $100/6,26 = 15,97 \text{ вит.}$                       |
| $W_{\text{неосн}}$ (ближайшее меньшее)  | 15 вит.   |
| $I_{\text{ср.р.неосн (сторона ВН)}} = F_{\text{ср}}/W_{\text{неосн}}$   | $100/15 = 6,666 \text{ А}$                            |
| $I_{\text{ср.з.неосн (сторона ВН)}} = I_{\text{ср.р.неосн}} \cdot n_{\text{ТТ}}/K_{\text{сх}}$  | $6,666 \cdot 120/\sqrt{3} = 461,9 \text{ А}$          |
| $W_{\text{осн.р (сторона НН)}} = W_{\text{неосн ВН}} \cdot I_{2 \text{ неосн}}/I_{2 \text{ осн НН}}$  | $15 \cdot 4,33/4,58 = 14,18 \text{ вит.}$             |
| $W_{\text{осн}}$ (ближайшее целое число)  | 14 вит.   |
| $W_{\text{неосн.р (сторона СН)}} = \text{неосн ВН} \cdot I_{\text{неосн}}/I_{\text{неосн СН}}$  | $15 \cdot 4,33/3,896 = 16,67$                         |
| $W_{\text{неосн.р}}$ (сторона СН, ближайшее целое число)  | 17 вит.   |

| 1  | 2  |
|--|--|
| $I_{гз} = \left  \frac{W_{осн.р} - W_{осн}}{W_{осн.р}} \right  I_{кз\max}^{(3)} +$ $+ \left  \frac{W_{неосн.р.с.н} - W_{неосн.с.н}}{W_{неосн.р.с.н}} \right  I_{кз\max}^{(5)}$   | $\frac{14,18 - 14}{14,18} 1281,5 +$ $+ \frac{16,67 - 17,0}{16,67} 1784,7 = 51,6 \text{ A}$ |
| $I_{нб}$ с учетом $I_{нб}^{III}$   | $333,6 + 51,6 = 385,2 \text{ A}$   |
| Ток срабатывания защиты с учетом $I_{нб}^{III}$  | $385,2 \cdot 1,3 = 500,8 > 461,9 \text{ A}$  |
| <p>Расчет повторялся с <math>W_{неос.рас}</math> равным 14 и 13 витков. При этом не обеспечивается условие отстройки дифференциальной защиты трансформатора от токов небаланса при внешних коротких замыканиях. Выполняем расчет с <math>W_{неос.рас}</math> равным 12 витков.</p> |  |
| $W_{неосн.расч}$ (сторона ВН, ближайшее меньшее)   | 12 вит.  |
| $I_{ср.р.неосн}$ (сторона ВН) = $F_{ср}/I_{ср.неоснВН}$  | $100/12 = 8,333 \text{ A}$   |
| $I_{ср.р.неосн}$ (сторона ВН) = $I_{ср.р.неос} \cdot n_{тг}/K_{сх}$  | $8,33 \cdot 120 / \sqrt{3} = 577,36 \text{ A}$   |
| $W_{осн.расч}$ (сторона НН) = $W_{неосн} \cdot I_{2неоснВН}/I_{2осн}$  | $12 \cdot 4,33/4,58 = 11,34$ вит.  |
| $W_{осн}$ (сторона НН, ближайшее целое)  | 11 вит.  |
| $W_{неосн.р}$ (сторона СН) = $W_{неосн} \cdot I_{2неоснВН}/I_{2осн}$   | $12 \cdot 4,33/3,896 = 13,337$ вит   |
| $W_{осн}$ (сторона СН, ближайшее целое)  | 13 вит.  |
| $I_{гз} = \left  \frac{W_{осн.р} - W_{осн}}{W_{осн.р}} \right  I_{кз\max}^{(3)} +$ $+ \left  \frac{W_{неосн.р.с.н} - W_{неосн.с.н}}{W_{неосн.р.с.н}} \right  I_{кз\max}^{(5)}$   | $\frac{11,34 - 11}{11,34} 1281,5 +$ $+ \frac{13,37 - 13}{13,37} 1784,7 = 81,8 \text{ A}$   |
| Ток небаланса с учетом $I_{нб}^{III}$  | $333,6 + 81,8 = 415,4 \text{ A}$   |

| 1   | 2   |
|---|---|
| Ток срабатывания защиты с учетом $I_{нб}^{III}$   | $415,4 \cdot 1,3 = 540,0 \text{ A} > 577,36 \text{ A}$  |
| Окончательно принятые числа витков:   |   |
| - на стороне ВН   | 12 вит.   |
| - на стороне СН   | 13 вит.   |
| - на стороне НН   | 11 вит.   |
| Ток в реле при двухфазном к.з. на стороне НН<br>$I_{p.min} = \frac{1,5 \cdot I_{кзmin(4)}^{(3)}}{n_{ТТ}}$                               | $\frac{1,5 \cdot 1146,2}{600/5} = 14,3 \text{ A}$       |
| Ток в реле при двухфазном к.з. на стороне СН<br>$I_{p.min} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{кзmin(5)}^{(3)}}{n_{ТТ}}$                          | $\frac{\sqrt{3} \cdot 1532,7}{600/5} = 22,12 \text{ A}$ |
| Коэффициент чувствительности защиты при двухфазном к.з. на стороне НН   | $\frac{14,3}{8,333} = 1,72 < 2$                         |
| Коэффициент чувствительности защиты при двухфазном к.з. на стороне СН   | $\frac{22,12}{8,333} = 2,65 > 2$                        |
| Т.к. защита недостаточно чувствительна, повторим расчет защиты с применением реле серии ДЗТ-II  |   |
| Ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания $I_{ср.з} = 1,5 I_{ном}$                                     | $1,5 \cdot 329,9 = 494,8 \text{ A}$                     |
| Ток небаланса (без $I_{нб}^{III}$ ) при к.з. на стороне 35 кВ $I_{нб} = (K_a K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{ВН}) I_{кз max(5)}^{(3)}$  | $(0,1 + 0,0869) \cdot 1784,7 = 333,5 \text{ A}$         |
| Ток небаланса (без $I_{нб}^{III}$ ) при к.з. на стороне 6,3 кВ $I_{нб} = (K_a K_{одн} \varepsilon + \Delta U_{ВН}) I_{кз max(4)}^{(3)}$ | $(0,1 + 0,0869) \cdot 1281,5 = 239,5 \text{ A}$         |

| 1  | 2   |
|--|---|
| к. ток небаланса имеет наибольшее значение при к.з. на стороне 35 кВ тормозную обмотку подключаем к ТТ стороны 35 кВ   |   |
| $I_{\text{ср.р.неосн}}(\text{сторона ВН}) = I_{\text{ср.з.}} \cdot K_{\text{сч/тт}}$   | $\frac{494,8 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 7,14$   |
| $W_{\text{неосн(ВН)рас}} = F_{\text{ср}}/I_{\text{ср.р.неосн}}$  | $100/7,14 = 14,0 \text{ вит.}$  |
| $W_{\text{неосн(ВН)}}$   | 14 вит.   |
| Т.к. $W_{\text{неосн.р.(ВН)}} = W_{\text{неосн(ВН)}} I_{\text{ср.р}}$ и $I_{\text{ср.з}}$ остались неизменными   |   |
| $W_{\text{осн.р.}} = W_{\text{неосн}} \cdot I_2_{\text{неосн.ВН}} / I_2_{\text{осн}}$  | $14 \cdot 4,33/4,58 = 13,2 \text{ вит.}$  |
| $W_{\text{осн}}$   | 13 вит.   |
| $W_{\text{неосн.р.}} = W_{\text{неосн}} \cdot I_2_{\text{неосн.ВН}} / I_2_{\text{неосн.СН}}$   | $14 \cdot 4,33/3,896 = 15,6 \text{ вит.}$   |
| $W_{\text{неосн(СН)}}$   | 16 вит.   |
| $I_{\text{лб}} = \left  \frac{W_{\text{осн.р.}} - W_{\text{осн}}}{W_{\text{осн.р.}}} \right  I_{\text{кзтах}}^{(3)+}$<br>$+ \left  \frac{W_{\text{неосн.р.}} - W_{\text{неосн.}}}{W_{\text{неосн.р.}}} \right  I_{\text{кзтах}}^{(5)}$ | $\frac{13,2 - 13}{13,2} 1281,5 +$<br>$+ \frac{15,6 - 16}{15,6} 1784,7 = 65,2 \text{ А}$ |
| Полный ток небаланса при к.з. на стороне 6,3 кВ  | $239,5 + 65,2 = 304,7 \text{ А} \quad 329,9 \text{ А}$                                  |
| Окончательно принятые числа витков рабочих обмоток:  |   |
| - на стороне ВН $W_{\text{ВН}}$  | 14 вит.   |
| - на стороне СН $W_{\text{СН}}$  | 16 вит.   |
| - на стороне НН $W_{\text{НН}}$  | 13 вит.   |
| Полный ток небаланса при к.з. на стороне 35 кВ   | $333,5 + 65,2 = 398,7 \text{ А}$  |

| 1  | 2  |
|--|--|
| $W_{тр} \geq \frac{K_H I_{н635} W_{сн}}{I^{(3)}_{кзтаж(5)} t_{дс}}$  | $\frac{1,5 \cdot 398,7 \cdot 16}{1784,7 \cdot 0,87} = 6,16 \text{ вит.}$ |
| $W_{т}$  | $7 \text{ вит.}$   |
| $I_{р.мин} (\text{к.з. } 35 \text{ кВ}) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{к.мин(5)}}{n_{тт}}$                                  | $\frac{\sqrt{3} \cdot 1532,7}{600/5} = 22,12 \text{ А}$                  |
| $I_{р.мин} (\text{к.з. } 6,3 \text{ кВ}) = \frac{1,5 \cdot I_{к.мин(4)}}{n_{тт}}$                                      | $\frac{1,5 \cdot 1146,2}{600/5} = 14,3 \text{ А}$                        |
| $K_{ч(\text{к.з. } 35 \text{ кВ})} = \frac{I_{р.м.м} (\text{к.з. } K_5)}{I_{ср.р}}$                                    | $\frac{22,12}{7,14} = 3,098 > 2$   |
| $K_{ч(\text{к.з. } 6,3 \text{ кВ})} = \frac{I_{р.м.м} (\text{к.з. } K_4)}{I_{ср.}}$                                    | $\frac{14,3}{7,14} = 2,003 > 2$  |
| <p style="text-align: center;">Защита с реле ДЗТ-11 имеет достаточную чувствительность при к.з. в защищаемой зоне.</p> |  |

## Расчет направленных дистанционных защит линий Л1, Л2 и Л3

Расчетные условия определения сопротивлений срабатывания выбраны для соответствующих линий согласно рекомендациям, изложенным в /13/.

Определение сопротивлений защищаемых линий и трансформаторов, питающих от защищаемых линий приведено в табл. П2.7.

Таблица П2.7

| Определяемая величина                   | Расчетное выражение   | Численное значение   |
|---|---|--|
| Сопротивление линий Л1 и Л2             | $Z_{Л1}=Z_{Л2}=(r_o + jx_o) I_{Л1}$   | $(0,12+j0,4)100=12+j40=$<br>$=41,76 j73,3^{\circ}\text{Ом}$            |
| Сопротивление участков Л3 и Л3 линии Л3 | $Z_{Л1}=Z_{Л2}=(r_o + jx_o) I_{Л1}$   | $0,12+j0,4)30=3,6+j12=$<br>$=12,53 j73,3^{\circ}$                      |
| Сопротивление отпайки Л3 линии Л3       | $Z_{Л1}=Z_{Л2}=(r_o + jx_o) I_{Л1}$   | $0,195+j0,4)30=5,86+j12=$<br>$=13,35 j64^{\circ}$                      |
| Сопротивление трансформатора Т3         | $Z_{трз} = \frac{U_{\text{КВН\%}} U_{\text{ср}}}{100 S_H}$                            | $\frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10} = 138,8 \text{ Ом}$             |
| Сопротивление трансформатора Т1         |   |  |
| - минимальное                           | $Z_{\text{Т1ВС}} = \frac{U_{\text{КВС\%}} [U_{\text{ср}} (1 - \Delta U)]^2}{100 S_H}$ | $\frac{10,5 \cdot 115 (1 - 0,087)^2}{100 \cdot 60} = 19,3 \text{ Ом}$  |
| - максимальное                          | $Z_{\text{Т1ВН}} = \frac{U_{\text{КВН\%}} [U_{\text{ср}} (1 + \Delta U)]^2}{100 S_H}$ | $\frac{17,5 \cdot 115 (1 + 0,087)^2}{100 \cdot 60} = 45,57 \text{ Ом}$ |

## Расчет дистанционной защиты ЛЭП Л1 (защита установлена на ЛЭП стороны шин в/ст. А)

$$I_{\text{раб.макс}} = 200,1 \text{ А}$$

| Ступ. защ. | Расчетное условие  | Расчетное выражение   | Численное значение   |
|------------|--|---|--|
| 1          | 2  | 3   | 4  |
| 1          | Отстройка от к.з. на шинах п/ст. Б   | $Z_{\text{с.з}}^I \leq 0,857 Z_{\text{Л1}}$   | $0,85 \cdot 41,76 = 35,5 \text{ Ом}$                                   |
| 2          | Определение коэффициента токораспределения при к.з. на шинах п/ст. В (Л2 откл.)                        | $K_{\text{ТII}} = \frac{I_{\text{Л1 КЗ МАКС(3)}}^{(3)}}{I_{\text{Л3 КЗ МАКС(3)}}^{(3)}}$                    | $\frac{940,6}{940,6} = 1$  |
| 2          | Согласование с первой ступенью защиты ЛЭП, установленной на п/ст. Б                                    | $Z_{\text{с.з}}^{\text{II}} \leq 0,85 Z_{\text{Л1}} + \frac{0,66}{K_{\text{ТII}}} Z_{\text{Л3}}$            | $0,85 \cdot 41,76 + \frac{0,66}{1} \cdot 25,06 = 52,04 \text{ Ом}$     |
| 2          | Определение коэффициента токораспределения при к.з. на шинах С.Н. п/ст. Б (Л2 откл.)                   | $K_{\text{Т.ТР}} = \frac{I_{\text{Л1 КЗ МАКС(5)}}^{(3)}}{I_{\text{Л3 КЗ МАКС(5)}}^{(3)}}$                   | $\frac{610,5}{1621} = 0,377$   |
| 2          | Отстройка от к.з. на шинах С.Н. п/ст. Б  | $Z_{\text{с.з}}^{\text{II}} \leq 0,85 \left( Z_{\text{Л1}} + \frac{Z_{\text{Т1}}}{K_{\text{Т.ТР}}} \right)$ | $0,85 \left( 41,76 + \frac{19,3}{0,377} \right) = 79,05 \text{ Ом}$    |
| 2          | Определение коэффициента токораспределения при к.з. на ЛЭП Л2 и каскадном её отключении                | $K_{\text{Т1}}^I = \frac{I_{\text{Л1 КЗ МАКС(11)}}^{(3)}}{I_{\text{Л2 КЗ МАКС(11)}}^{(3)}}$                 | $\frac{439,2}{1166,1} = 0,377$   |
| 2          | Согласование с первой ступенью защиты ЛЭП Л2, установленной на п/ст.Б, при каскадном отключении ЛЭП Л2 | $Z_{\text{с.з}}^{\text{II}} \leq 0,85 Z_{\text{Л1}} + \frac{0,66}{K_{\text{Т1}}^I} Z_{\text{Л2}}$           | $0,85 \cdot 41,76 + \frac{0,66}{0,377} \cdot 41,76 = 108,7 \text{ Ом}$ |

| 1 | 2   | 3  | 4   |
|---|---|--|---|
| 2 | Выбор $Z_{с.3}^{\text{II}}$   | $Z_{с.3}^{\text{II}}$  | 52,04 Ом  |
| 2 | Коэффициент чувствительности 2-й ступени                              | $K_{\text{Ч}}^{\text{II}} = \frac{Z_{с.3}^{\text{II}}}{Z_{\text{Л1}}}$   | $\frac{52,04}{41,76} = 1,246 \approx 1,25$  |
| 2 | Время срабатывания 2-й ступени защиты                                 | $t_{с.3}$  | 0,5 сек   |
| 3 | Минимальное сопротивление в условиях самозапуска                      | $Z_{\text{св.оз.}} = \frac{0,85U_{\text{нвбу}}}{\sqrt{3}K_{\text{самоз}}I_{\text{р.макс}}}$                              | $\frac{0,85 \cdot 105 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 200,1} = 128,76 \text{ Ом}$            |
| 3 | Определение сопротивления срабатывания 3-й ступени защиты             | $Z_{с.3} \leq \frac{Z_{\text{сам.з.п.}}}{K_{\text{отс.}}K_{\theta} \text{Cos}(\varphi_{\text{я}} - \varphi_{\text{р}})}$ | $\frac{128,76}{1,2 \cdot 1,2 \cdot \text{Cos}(73,3^{\circ} - 36,9^{\circ})} = 111,1 \text{ Ом}$ |
| 3 | Коэффициент чувствительности 3-й ступени для основной зоны            | $K_{\text{Ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{с.3}^{\text{III}}}{Z_{\text{Л1}}}$   | $\frac{111,1}{41,76} = 2,66 > 1,5$  |
| 3 | Коэффициент чувствительности 3-й ступени для резервной зоны           | $K_{\text{Ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{с.3}^{\text{III}}}{Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{T1 ВН}}}$                              | $\frac{111,1}{41,76 + 45,57} = 1,272 > 1,25$  |
| 3 | Время срабатывания 3-й ступени защиты (чувствительность к к.з. за T1) | $t_{с.3}^{\text{III}} = t_{с. \text{MT3T1}} + \Delta t$  | 2,5 + 0,5 = 3 сек.  |



## Расчет дистанционной защиты ЛЭП Л1 (защита установлена на ЛЭП стороны шин п/ст. Б)

$$I_{\text{раб.макс}} = 200,1 \text{ А}$$

| Ступ<br>защ. | Расчетное условие   | Расчетное выражение   | Численное значение   |
|--------------|---|---|--|
| 1            | 2   | 3   | 4  |
| 1            | Отстройка от к.з. на шинах п/ст. А  | $Z_{\text{с.з}}^I \leq 0,85 Z_{\text{Л1}}$  | $0,85 \cdot 41,76 = 35,5 \text{ Ом}$                         |
| 2            | Определение коэффициента токораспределения при к.з. на ЛЭП Л2 и каскадном её отключении                 | $K^I_T = \frac{I_{\text{Л1 КЗ МАКС(10)}}^{(3)}}{I_{\text{Л2 КЗ МАКС(10)}}^{(2)}}$       | $\frac{149,2}{1435,8} = 0,104$                               |
| 2            | Согласование с первой ступенью защиты ЛЭП Л2, установленной на п/ст. А, при каскадном отключении ЛЭП Л2 | $Z_{\text{с.з}}^{\text{II}} \leq 0,85 Z_{\text{Л1}} + \frac{0,66}{K^I_T} Z_{\text{Л2}}$ | $(0,85 + \frac{0,66}{0,104}) \cdot 41,76 = 300,5 \text{ Ом}$ |
| 2            | Обеспечение чувствительности 2-й ступени для основной зоны  | $Z_{\text{с.з}}^{\text{II}} \geq 1,25 Z_{\text{Л1}}$                                    | $1,25 \cdot 41,76 = 52,2 \text{ Ом}$                         |
| 2            | Выбор $Z_{\text{с.з}}^{\text{II}}$  | $Z_{\text{с.з}}^{\text{II}}$  | 60 Ом  |
| 2            | Время срабатывания 2-й ступени зоны   | $t_{\text{с.з}}^{\text{II}}$  | 0,5 сек  |
| 2            | Коэффициент чувствительности 2-й ступени для основной зоны  | $K^{\text{II}}_{\text{Ч}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{II}}}{Z_{\text{Л1}}}$           | $\frac{60}{41,76} = 1,437 > 1,25$                            |

Окончание табл. П2.8

| 1 | 2  | 3  | 4   |
|---|--|--|---|
| 3 | Минимальное сопротивление в условиях самозапуска           | $Z_{\text{самоз.}} = \frac{0,85 U_{P \text{ МИН}}}{\sqrt{3} K_{\text{самоз.}} I_{P \text{ МИН}}}$                                  | $\frac{0,85 \cdot 105 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 200,8} = 128,76 \text{ Ом}$        |
| 3 | Определение сопротивления срабатывания 3-й ступени защиты  | $Z_{\text{с.з}} \leq \frac{Z_{\text{самозап.}}}{K_{\text{отс.}} K_{\text{с}} \text{Cos}(\varphi_{\text{л}} - \varphi_{\text{р}})}$ | $\frac{128,76}{1,2 \cdot 1,2 \cdot \text{Cos}(73,3^\circ - 36,9^\circ)} = 111,1 \text{ Ом}$ |
| 3 | Коэффициент чувствительности 3-й ступени для основной зоны | $K_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{Л2}}}$  | $\frac{111,1}{41,76} = 2,66 > 1,5$  |
| 3 | Время срабатывания 2-й ступени защиты                      | $t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з}}^{\text{II}} + \Delta t$  | $0,5 + 0,5 = 1 \text{ сек}$   |

## Содержание

|   |           |
|---|-----------|
| Общие указания .....  | 3         |
| <b>1 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ .....</b>   | <b>6</b>  |
| Общие рекомендации по выполнению упрощенных<br>расчетов токов короткого замыкания ..... | 6         |
| Составление схемы замещения и вычисление<br>сопротивлений элементов сети .....          | 7         |
| Вычисление токов короткого замыкания .....  | 8         |
| Построение кривых спада тока короткого замыкания<br>по линиям .....                     | 9         |
| <b>2. УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ<br/>ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ .....</b>         | <b>11</b> |
| Трехступенчатая токовая защита линий с односторонним<br>питанием .....                  | 11        |
| Токовые направленные защиты .....   | 14        |
| Дистанционная защита .....  | 17        |
| <b>3. ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ .....</b>  | <b>22</b> |
| Продольная дифференциальная токовая защита .....  | 22        |
| Защита от сверхтоков внешних междуфазных КЗ .....                                       | 25        |
| Защита от перегрузки .....  | 26        |
| Газовая защита .....  | 26        |
| Защита трансформаторов цеховых подстанций .....   | 27        |
| Защита от однофазных коротких замыканий<br>трансформаторов 6-10/0,4 - 0,23 кВ .....     | 27        |
| Защита блоков линия-трансформатор 10 кВ .....   | 30        |
| Список использованных источников .....  | 32        |
| Приложение 1 .....  | 33        |
| Приложение 2 .....  | 37        |

Учебное издание

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Методические указания  
к курсовому проектированию  
для студентов специальности 1-53 01 04  
«Автоматизация и управление  
энергетическими процессами»  
(специализация 1-53 01 04 03  
«Автоматизация и релейная защита  
электроустановок»)

Составители:

РОМАНЮК Федор Алексеевич  
ТИШЕЧКИН Анатолий Артемович  
БОБКО Николай Николаевич и др.

Технический редактор М.И. Гриневич  
Компьютерная верстка О.В. Дубовик

---

Подписано в печать 18.05.2007.

Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 3,00. Уч.-изд. л. 2,36. Тираж 150. Заказ 210.

---

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

ЛИ № 02330/0131627 от 01.04.2004.

220013, Минск, проспект Независимости, 65.