



# Механотроника

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор  
ООО «НТЦ «Механотроника»

---

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО ДИВГ-059-2025

---

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-10 кВ.

Расчёт уставок  
Методические указания

Санкт-Петербург  
2025

## Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 года №184-ФЗ "О техническом регулировании", а правила применения стандартов организаций – ГОСТ Р 1.4-2004 "Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения".

В настоящем стандарте приведены методики и пример расчёта уставок защит распределительной сети 6-10 кВ.

Методика расчёта носит рекомендательный характер.

### Сведения о стандарте:

- 1 **РАЗРАБОТАН** ООО "НТЦ "Механотроника"
- 2 **УТВЕРЖДЁН** Генеральным директором ООО "НТЦ "Механотроника"
- 3 Код Общероссийского классификатора предприятий и организаций ОКПО - 23048570.
- 4 **ВЗАМЕН** СТО ДИВГ-059-2017

Настоящий стандарт является объектом охраны в соответствии с международным и российским законодательствами об авторском праве.

Любое несанкционированное использование стандарта, включая копирование, тиражирование и распространение, но не ограничиваясь этим, влечёт применение к виновному лицу гражданско-правовой ответственности, а также уголовной ответственности в соответствии со статьёй 146 УК РФ и административной ответственности в соответствии со статьёй 7.12 КоАП РФ.

## Содержание

1	Область применения .....	1
2	Обозначения и сокращения .....	2
3	Схемы подключения ТТ и ТН .....	3
3.1	Подключение защит от междуфазных КЗ .....	3
3.2	Подключение защит от однофазных замыканий на землю.....	4
3.3	Пересчет уставок для ввода в БМРЗ .....	6
4	Токовые защиты распределительных сетей.....	7
4.1	Общие сведения.....	7
4.1.1	Область применения токовых защит.....	7
4.1.2	Времятоковые характеристики БМРЗ .....	7
4.1.3	Времятоковые характеристики плавких вставок предохранителей.....	12
4.1.4	Времятоковые характеристики автоматических выключателей 0,4 кВ.....	13
4.1.5	Согласование по току.....	14
4.1.6	Согласование по времени .....	16
4.2	Токовые защиты кабельных и воздушных линий .....	20
4.2.1	Общие требования к защитах кабельных и воздушных линий.....	20
4.2.2	Расчет уставок ТО .....	21
4.2.3	Неселективная отсечка без выдержки времени .....	21
4.2.4	ТО с выдержкой времени.....	22
4.2.5	Выбор параметров срабатывания МТЗ.....	22
4.2.6	Примеры расчета уставок .....	25
4.3	Защита и автоматика трансформаторов 6(10)/0,4 кВ .....	31
4.3.1	Общие требования к защитах трансформаторов .....	31
4.3.2	Выбор параметров срабатывания ТО .....	32
4.3.3	Выбор параметров срабатывания МТЗ.....	33
4.3.4	Защита от перегрузки.....	37
4.3.5	Токовая защита нулевой последовательности .....	37
4.3.6	Примеры расчета.....	40
4.3.6.1	Пример расчета защиты трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Yo .....	40
4.3.6.2	Пример расчета защиты трансформатора со схемой соединения обмоток D/Yo .....	44
4.4	Защита вводного и секционного выключателя .....	46
4.4.1	Общие требования к защитах вводного и секционного выключателей .....	46
4.4.2	Выбор параметров срабатывания ТО СВ .....	46
4.4.3	Выбор параметров срабатывания МТЗ СВ .....	46
4.4.4	Выбор параметров срабатывания ТО ВВ .....	47
4.4.5	Выбор параметров срабатывания МТЗ ВВ .....	47
4.5	Логическая защита шин.....	48
4.5.1	Общие сведения .....	48
4.5.2	Выбор параметров срабатывания ЛЗШ.....	51
5	Защита от ОЗЗ .....	52
5.1	Защита от однофазных замыканий в сети с изолированной нейтралью .....	52
5.1.1	Общие требования.....	52
5.1.2	Сигнализация о наличии замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью .....	52
5.1.3	Защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, с малым количеством отходящих присоединений .....	52

5.1.4	Защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, с большим количеством отходящих присоединений .....	56
5.1.5	Защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью при неметаллических замыканиях .....	57
5.2	Защита от однофазных замыканий в сети с резистивным заземлением нейтрали.....	58
5.2.1	Общие требования защиты от ОЗЗ.....	58
5.2.2	Защита от однофазных замыканий на землю в сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор .....	58
5.2.3	Защита от однофазных замыканий на землю в сети с нейтралью, заземленной через высокоомный резистор .....	61
5.3	Защита от однофазных замыканий в сети с резонансным заземлением нейтрали.....	62
5.4	Защита от однофазных замыканий в сети с комбинированным заземлением нейтрали.....	62
5.5	Примеры расчета .....	63
5.5.1	Пример расчета защиты от ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью.....	63
5.5.2	Пример расчета ЗОЗЗ в сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор.....	67
	Библиография.....	71

---

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ****СТО ДИВГ-059-2025  
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6-10 кВ  
Расчёт уставок  
Методические указания**

---

Дата введения 2025-06-24

**1 Область применения**

1.1 Настоящий стандарт соответствует требованиям и рекомендациям, изложенным в ПУЭ глава 3.2 «Релейная защита» [1].

В стандарте учтены особенности построения и функционирования блоков микропроцессорных релейной защиты БМРЗ (далее – БМРЗ), а также опыт их эксплуатации.

При разработке настоящего стандарта учитывалась практика решений, принятых в отечественной электроэнергетике.

В настоящем стандарте дан комплексный подход к расчёту уставок и даны рекомендации по выбору выдержек времени следующих защит распределительных сетей:

- токовых защит от междуфазных КЗ воздушных и кабельных линий, вводных и секционных выключателей 6-10 кВ;
- токовых защит трансформаторов 6(10)/0,4 кВ;
- защиты от однофазных замыканий на землю в сетях, работающих с изолированной, компенсированной и резистивно-заземленной нейтралью.

Расчёты в стандарте выполнены в первичных значениях величин. Для ввода расчетных значений уставок в БМРЗ необходимо первичные значения величин пересчитать во вторичные.

Использование стандарта позволит проектным организациям и эксплуатирующим предприятиям наиболее полно реализовать все преимущества, которыми обладают БМРЗ, выпускаемые ООО «НТЦ «Механотроника».

## 2 Обозначения и сокращения

2.1 В настоящем стандарте приняты следующие обозначения и сокращения:

- АВР – автоматическое включение резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- БМРЗ – блок микропроцессорный релейной защиты;
- БТН – бросок тока намагничивания;
- ВВ – вводной выключатель;
- ВЛ – высоковольтная линия;
- ВН – высшее напряжение;
- ДГР – дугогасящий реактор;
- ЗОЗЗ – защита от однофазных замыканий на землю;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- ЛЗШ – логическая защита шин;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
- ОЛ – отходящая линия;
- ПКТ – предохранитель с кварцевым наполнителем для защиты силовых трансформаторов, воздушных и кабельных линий, конденсаторов, электродвигателей;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РНМ – реле направления мощности;
- РПН – регулирование напряжения трансформатора под нагрузкой;
- СВ – секционный выключатель;
- СНОЗЗ – селектор направления однофазного замыкания на землю;
- СПЭ – сшитый полиэтилен;
- СТО – стандарт организации;
- ТЗН – трансформатор заземления нейтрали;
- ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- Тр-р – трансформатор;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности;
- Ф – фидер;
- ШР – шунтирующий резистор;
- ЭС – энергосистема.

### 3 Схемы подключения ТТ и ТН

#### 3.1 Подключение защит от междуфазных КЗ

3.1.1 В распределительных сетях 6-10 кВ при применении БМРЗ используют следующие схемы подключения:

- двухфазная трехрелейная схема (рисунок 3.1 а). Аналоговый вход блока Ив включен в нулевой провод;
- двухфазная двухрелейная схема (рисунок 3.1 б)). Возможен программный расчет тока Ив, при этом схема подключения становится идентичной двухфазной трехрелейной схеме;
- трехфазная трехрелейная схема (рисунок 3.1 в)).

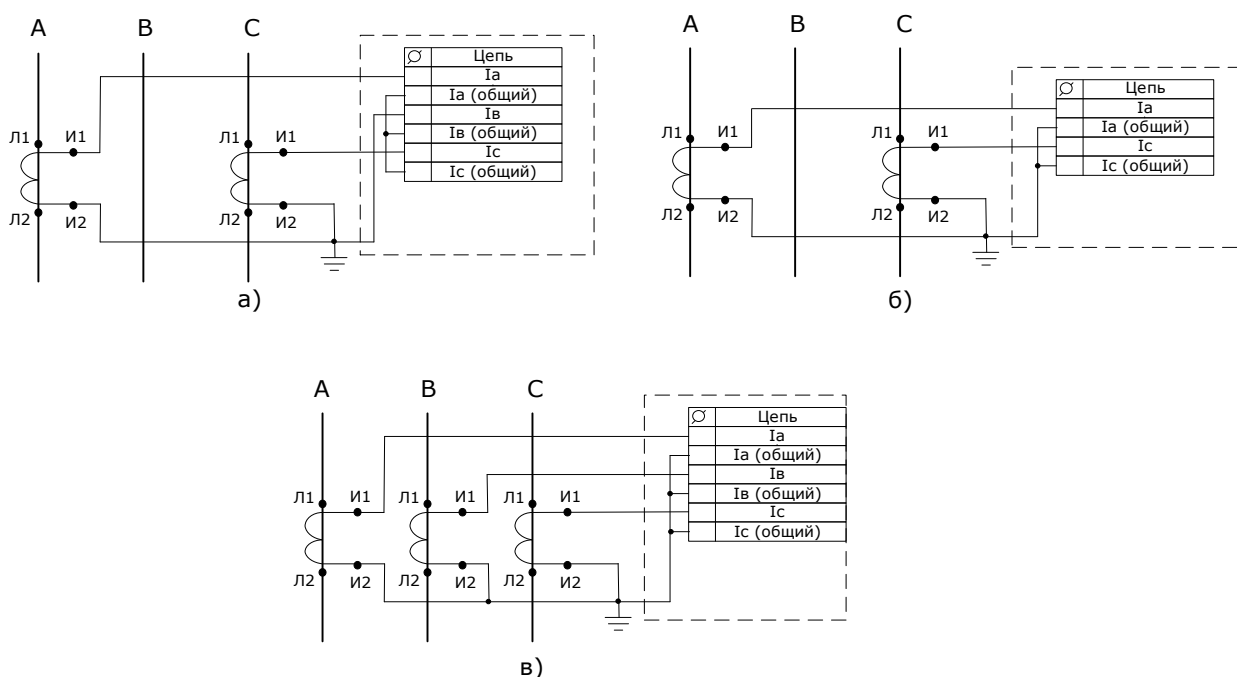


Рисунок 3.1 – Схемы подключения защит от междуфазных КЗ

3.1.2 Для отходящих линий за положительное направление принято направление от шин в линию, для защиты вводного выключателя - от системы к шинам, для защиты секционного выключателя может быть выбрано произвольно. На рисунке 3.1 за положительное направление токов принято направление от Л1 к Л2.

3.1.3 Согласно ПУЭ [1] в сетях 6-10 кВ применяют двухфазные схемы (рисунок 3.1 а), б)). При этом ТТ необходимо включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения, в большинстве случаев двойных замыканий на землю, только одного места повреждения.

Двухфазные схемы применяют, если расстановка ТТ выполнена в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения и защита от ОЗЗ действует на сигнализацию. При этом рекомендуется применение трехрелейной схемы, так как она обеспечивает повышение чувствительности при двухфазных КЗ за трансформаторами 6(10)/0,4 кВ со схемами соединения D/Yo и при однофазных КЗ за трансформатором со схемой Y/Yo.

3.1.4 Если защита от ОЗЗ действует на отключение, то применяется трехфазная трехрелейная схема.

Трехфазная трехрелейная схема применяется также, если требование по расстановке ТТ в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения невыполнимо. Применение двухфазной схемы при ошибке в расстановке ТТ может привести к отказу защиты при двойных замыканиях на землю на тех фазах, в которых не установлены ТТ.

3.1.5 Трехфазная трехрелейная схема позволяет выполнять расчет тока нулевой последовательности из фазных токов.

### 3.2 Подключение защит от однофазных замыканий на землю

3.2.1 В распределительных сетях 6-10 кВ при применении БМРЗ используют следующие схемы подключения защиты от ОЗЗ:

- подключение к ТТНП (рисунок 3.2 а));
- подключение в обратный провод сборки ТТ (рисунок 3.2 б));
- расчет тока нулевой последовательности из фазных токов (рисунок 3.2 в). В этом случае БМРЗ должен быть включен по трехфазной трехрелейной схеме.

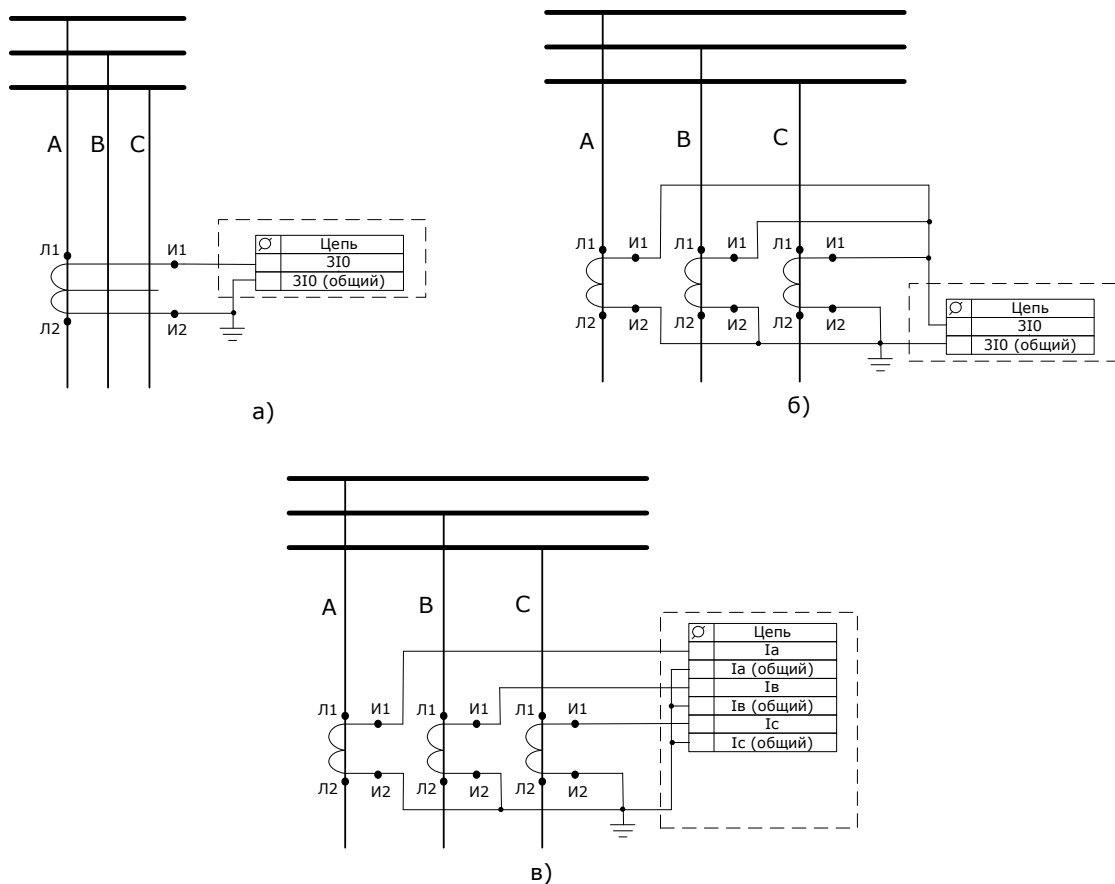


Рисунок 3.2 – Схемы подключения защиты от ОЗЗ

3.2.2 За положительное направление токов принято направление от Л1 к Л2, то есть от шин в присоединение.

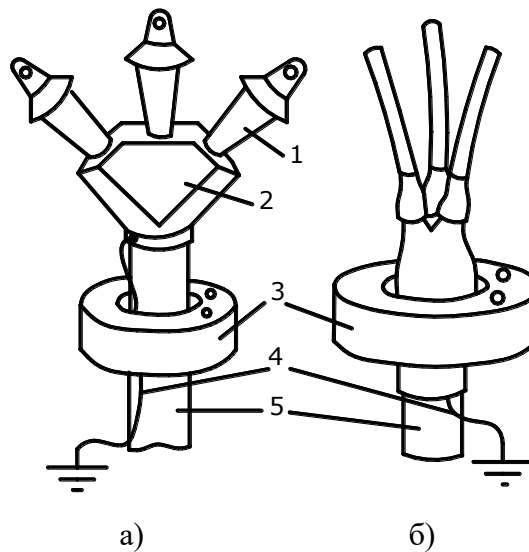
3.2.3 Рекомендуется подключение защиты к ТТНП (рисунок 3.2 а)), при этом защита от ОЗЗ получается более чувствительной, так как ток небаланса ТТНП много меньше, чем небаланс по расчетному значению тока  $3I_0$  (рисунок 3.2 в)) или при подключении в обратный провод сборки ТТ (рисунок 3.2 б)). Применение ТТНП ограничено кабельными линиями, так как ТТНП надеваются на кабельную муфту.

На воздушных линиях защиту от ОЗЗ выполняют по расчетному току нулевой последовательности или подключают в обратный провод сборки ТТ (рисунок 3.2 б)). В случае недостаточной чувствительности на воздушной линии необходима кабельная вставка, на которую подключается ТТНП.

Для определения возможности применения выбранной схемы подключения необходимо выполнить расчет уставок защиты от ОЗЗ в соответствии с разделом 5.

3.2.4 При монтаже ТТНП необходимо придерживаться определенных правил заземления брони кабеля. При наличии у концевой муфты металлической воронки, соединенной с бронёй кабеля, необходимо воронку и броню изолировать от заземленных частей на участке от ТТНП до воронки, а заземляющий проводник присоединить к воронке и пропустить через отверстие магнитопровода ТТНП в обратном направлении, как показано на рисунке 3.3 а).

Современные концевые муфты выполняются из изоляционного материала, и если кабель с металлической бронёй не проходит через ТТНП, то заземляющий проводник не следует пропускать через окно ТТНП (рисунок 3.3 б)).



1 – проходной изолятор; 2 – корпус муфты; 3 – ТТНП; 4 – провод заземления; 5 - кабель

Рисунок 3.3 – Монтаж заземления оболочки кабеля

3.2.5 Для получения напряжения нулевой последовательности аналоговый вход  $3U_0$  подключают к обмотке разомкнутого треугольника ТН. Схему разомкнутого треугольника собирают на дополнительных обмотках ТН. Коэффициент трансформации дополнительных обмоток равен  $\frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 100}$ , где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение сети, В. Таким образом, при металлическом ОЗЗ между контактами Н и К (рисунок 3.4) создается напряжение 100 В.

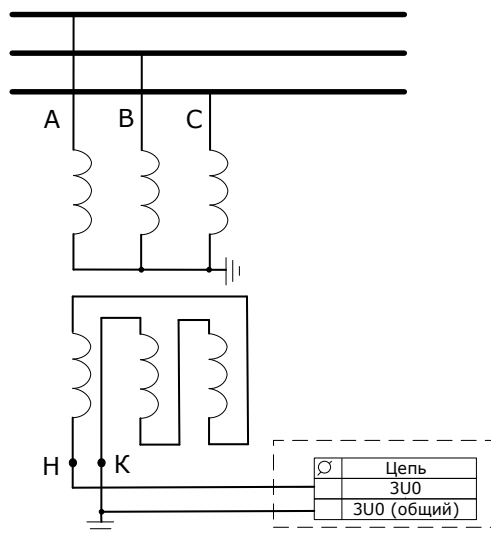


Рисунок 3.4 – Схема подключения аналогового входа напряжения нулевой последовательности  $3U_0$

### 3.3 Пересчет уставок для ввода в БМРЗ

3.3.1 Для работы БМРЗ первичные значения, полученные при расчете уставок, необходимо пересчитать во вторичные значения.

3.3.2 Пересчет тока, выраженного в первичных значениях, во вторичные значения выполняют по формуле

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (3.1)$$

где  $I_{\text{с.з.}}$  – ток срабатывания защиты, выраженный в первичных значениях, А;

$k_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации ТТ.

3.3.3 Пересчет напряжения, выраженного в первичных значениях, во вторичные значения выполняют по формуле

$$U_{\text{с.р.}} = \frac{U_{\text{с.з.}}}{k_{\text{ТН}}}, \quad (3.2)$$

где  $U_{\text{с.з.}}$  – напряжение срабатывания защиты, выраженное в первичных значениях, В;

$k_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН.

## 4 Токовые защиты распределительных сетей

### 4.1 Общие сведения

#### 4.1.1 Область применения токовых защит

4.1.1.1 Защита от КЗ элементов сети 6-10 кВ распределительных сетей осуществляется преимущественно с помощью токовых защит.

4.1.1.2 Токовые защиты подразделяются на ТО и МТЗ. ТО и МТЗ различаются между собой способом обеспечения селективности. Селективность МТЗ достигается с помощью выдержек времени, а ТО – выбором тока срабатывания.

4.1.1.3 Ток срабатывания ТО отстраивают от тока КЗ в конце зоны действия. Зона действия ТО без выдержки времени по условию обеспечения селективности не должна выходить за пределы защищаемого элемента. Зона действия ТО с выдержкой времени выходит за пределы защищаемого элемента и по условию селективности должна отстраиваться от конца зоны действия ТО смежного участка по току и по времени.

4.1.1.4 МТЗ отстраивают от максимального тока нагрузки присоединения. МТЗ должна быть согласована с токовыми защитами предыдущих присоединений по току и по времени.

Согласование по току заключается в том, что ток срабатывания должен быть больше тока срабатывания предыдущих присоединений с учетом тока нагрузки.

Согласование по времени заключается в том, что время срабатывания МТЗ должно быть больше времени срабатывания МТЗ предыдущих присоединений.

Согласование по току и по времени зависит от вида времятоковых характеристик. На практике возникает необходимость согласования токовых защит БМРЗ с аналогичными токовыми защитами, плавкими вставками предохранителей 6(10) кВ и 0,4 кВ и автоматическими выключателями 0,4 кВ. Далее рассмотрены времятоковые характеристики БМРЗ, плавких вставок предохранителей и автоматических выключателей.

#### 4.1.2 Времятоковые характеристики БМРЗ

4.1.2.1 Наибольшее распространение получила МТЗ с независимой времятоковой характеристикой (рисунок 4.1).

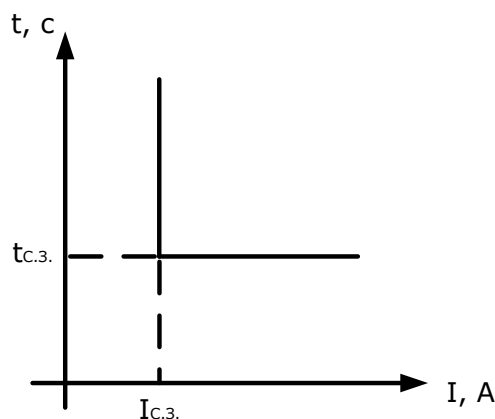


Рисунок 4.1 – Независимая времятоковая характеристика

4.1.2.2 Помимо МТЗ с независимой характеристикой применяются МТЗ с зависимой от тока характеристикой выдержки времени. На рисунке 4.2 приведено семейство зависимых времятоковых характеристик.

При расчете уставок рассчитывается ток срабатывания защиты  $I_{с.з.}$ . Регулировка выдержки времени достигается выбором одной из характеристик из семейства с одним и тем же током срабатывания.

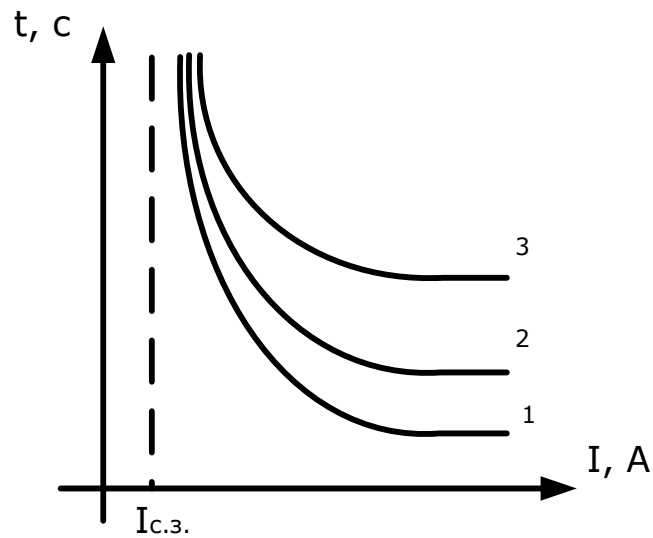
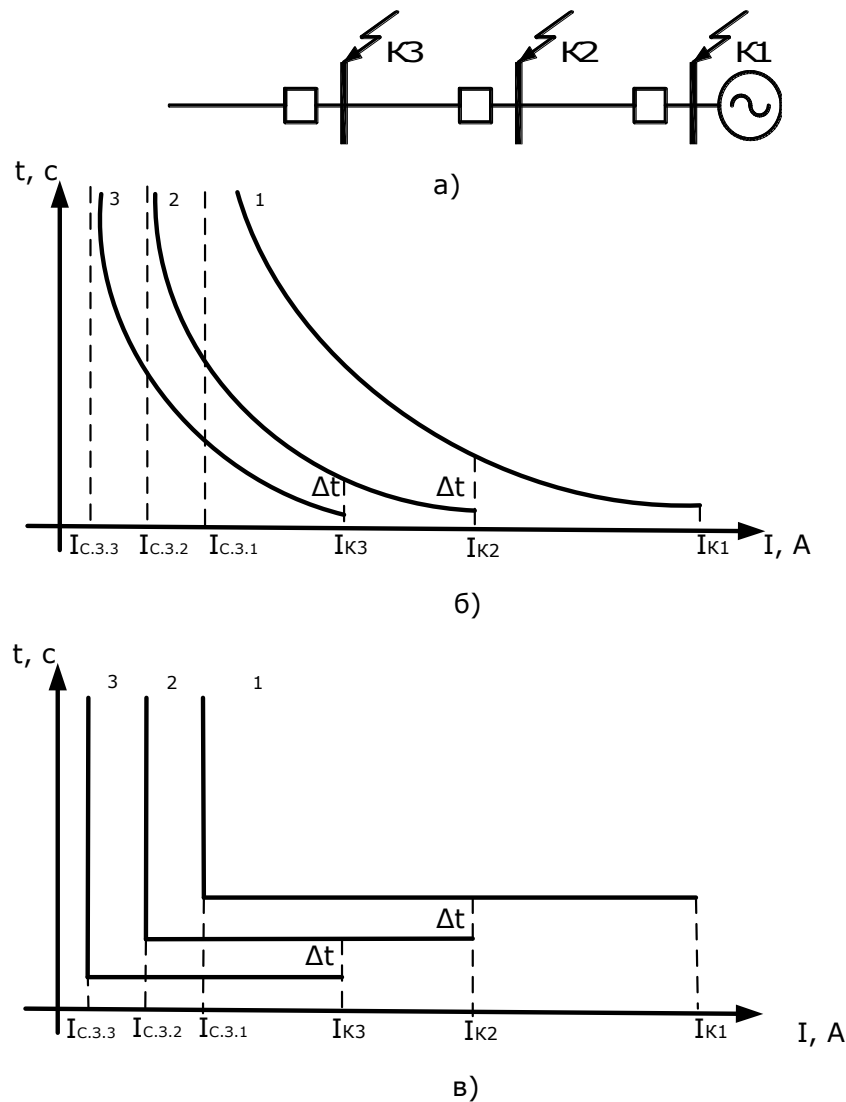


Рисунок 4.2 – Зависимые времятоковые характеристики

В случае применения зависимых времятоковых характеристик обеспечивается меньшее время срабатывания защиты, расположенной ближе к источнику, т. е. в точке с наибольшим уровнем тока КЗ.

На рисунке 4.3 приведен участок сети и времятоковые характеристики МТЗ. Из рисунка видно, что при применении МТЗ с зависимыми времятоковыми характеристиками отключение КЗ в точке К1 с наибольшим током КЗ происходит с меньшей выдержкой времени.

При согласовании по времени МТЗ с независимыми характеристиками самое близкое к источнику КЗ отключается с наибольшей выдержкой времени.



- а) первичная схема участка сети;  
 б) согласование МТЗ с зависимыми характеристиками;  
 в) согласование МТЗ с независимыми характеристиками

Рисунок 4.3 – Сравнение согласования МТЗ с зависимой и независимой времятоковой характеристикой на примере участка сети

4.1.2.3 В БМРЗ возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик. Типы и аналитические зависимости времятоковых характеристик соответствуют ИЕС 60255-3 [2] и приведены в таблице 4.1.

В общем виде зависимые характеристики описываются следующим уравнением:

$$t = \frac{k \cdot K}{\left(\frac{I}{I_{с.з.}}\right)^{\alpha} - 1}, \quad (4.1)$$

где  $k, \alpha$  – постоянные величины, зависящие от типа характеристики;

$K$  – уставка коэффициента усиления;

$I$  – входной вторичный ток, измеряемый БМРЗ, А;

$I_{с.з.}$  – ток срабатывания защиты, А.

Таблица 4.1 - Типы времятоковых характеристик БМРЗ

№ п/п	Наименование характеристики	Значения постоянных	Аналитическая зависимость
1	Инверсная	$k = 0,14$ $\alpha = 0,02$	$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{с.з.}}\right)^{0,02} - 1} \cdot K$
2	Сильно инверсная	$k = 13,5$ $\alpha = 1$	$t = \frac{13,5}{\frac{I}{I_{с.з.}} - 1} \cdot K$
3	Длительно инверсная	$k = 120$ $\alpha = 1$	$t = \frac{120}{\frac{I}{I_{с.з.}} - 1} \cdot K$
4	Чрезвычайно инверсная	$k = 80$ $\alpha = 2$	$t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_{с.з.}}\right)^2 - 1} \cdot K$

Обозначения:  $K$  - коэффициент усиления (уставка  $K$ );  $I$  - входной вторичный ток, измеряемый БМРЗ, А;  $I_{с.з.}$  - ток срабатывания защиты.

4.1.2.4 На рисунке 4.4 приведены зависимые характеристики при коэффициенте усиления, равном 1.

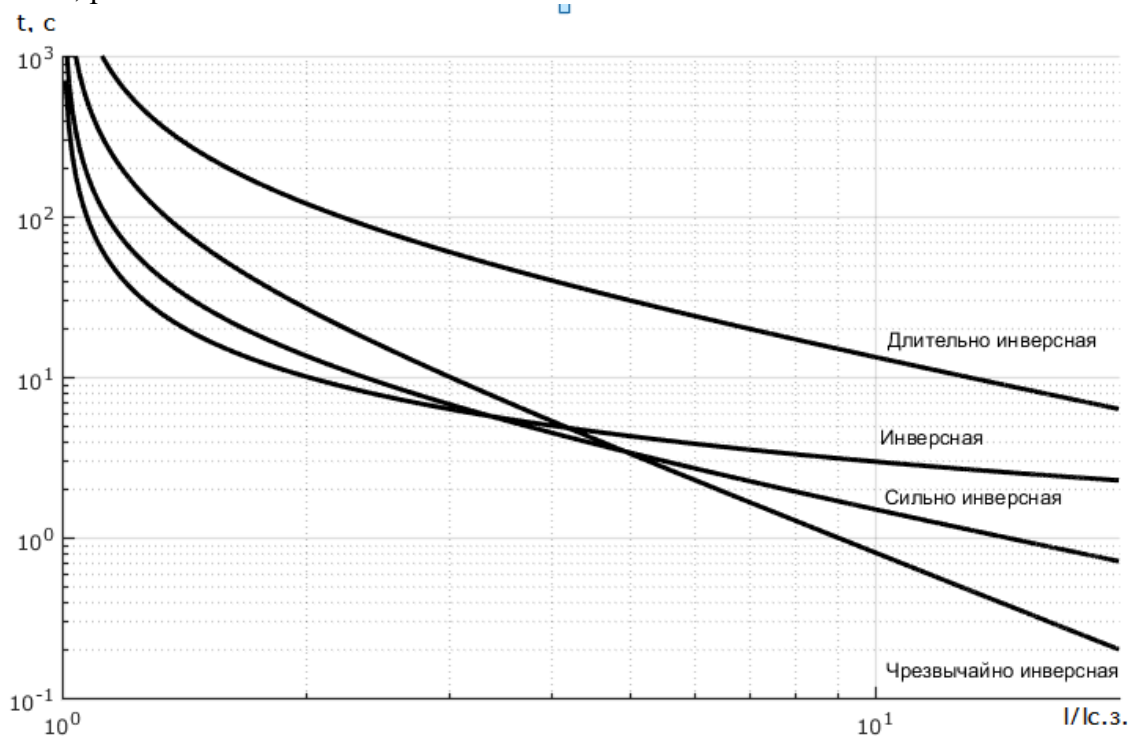


Рисунок 4.4 – Времятоковые характеристики БМРЗ

Прямая, параллельная оси времени и проходящая через значение тока  $I_{с.з.}$ , является вертикальной асимптотой для всех зависимых времятоковых характеристик. Пуск ступени производится при токах, превышающих  $I_{с.з.}$ . Максимальное расчетное время срабатывания зависимых времятоковых характеристик составляет 180 минут.

Пределы допустимой погрешности по времени срабатывания для ступеней с зависимыми времятоковыми характеристиками для  $1,2 \leq I/I_{с.з.} \leq 20$ : при  $t \leq 1$  с составляют не более  $\pm 30$  мс, при  $t > 1$  с составляют не более 5 %.

Рекомендуемый используемый диапазон зависимых времятоковых характеристик от  $2 I_{с.з.}$  до  $20 I_{с.з.}$ .

4.1.2.5 Регулировка выдержки времени срабатывания осуществляется выбором коэффициента усиления  $K$ . На рисунке 4.5 приведено семейство зависимых времятоковых характеристик при различных значениях коэффициента  $K$ . Аналогичные семейства характеристик можно построить для других времятоковых характеристик.

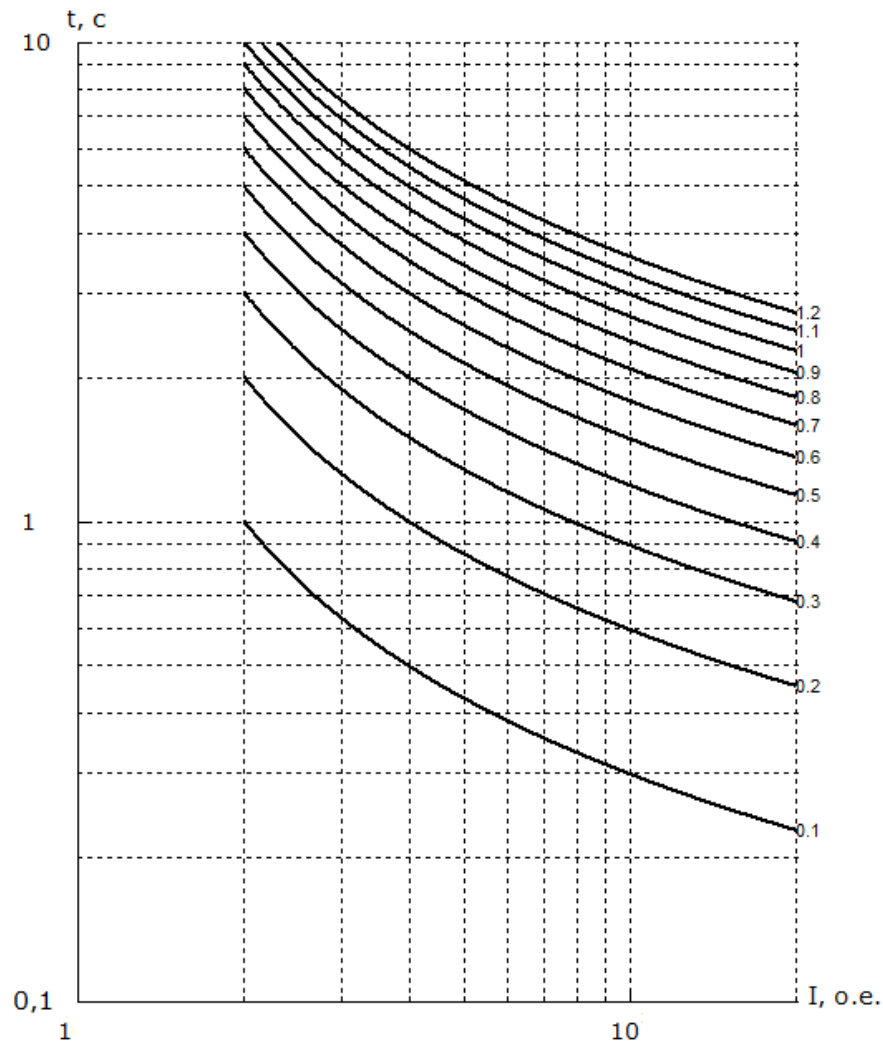


Рисунок 4.5 – Семейство инверсных характеристик

4.1.2.6 В большинстве случаев рекомендуется применение инверсной характеристики, так как данная характеристика наилучшим образом обеспечивает увеличение выдержки времени при удалении от источника. При близких КЗ должно обеспечиваться отключение КЗ с наименьшей выдержкой времени, при КЗ в начале зоны действия предыдущей защиты - при выдержке, определяемой условием согласования.

Сильно инверсная характеристика применяется при значительном снижении тока КЗ по мере удаления точки от источника питания, т. е. при значительном сопротивлении элемента сети по отношению к сопротивлению источника питания. Время срабатывания реле с сильно инверсной характеристикой обратно пропорционально поданному к реле току.

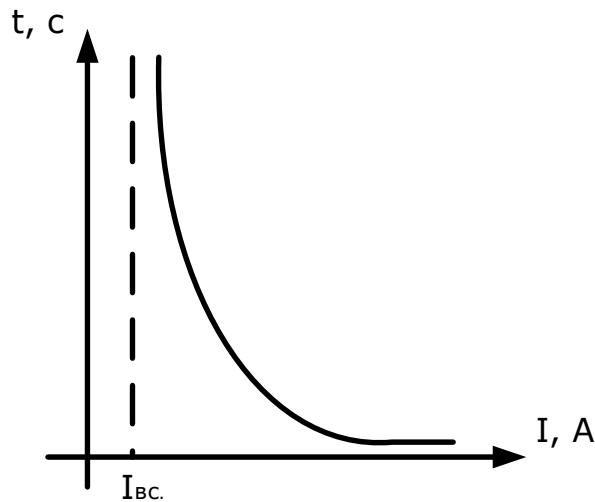
Время срабатывания реле с чрезвычайно инверсной характеристикой обратно пропорционально квадрату поданного к реле тока. Это позволяет применять данную характеристику на трансформаторах, при включении которых происходит бросок тока намагничивания. Также МТЗ с чрезвычайно инверсной характеристикой хорошо согласуется с предохранителями.

### 4.1.3 Времятоковые характеристики плавких вставок предохранителей

4.1.3.1 Предохранители применяют для защиты трансформаторов 6-10 кВ, подключенных к ответвлениям от линии. Также предохранители широко распространены для защиты присоединений 0,4 кВ.

4.1.3.2 Номинальным током плавкой вставки предохранителя  $I_{вс}$  называется ток, для продолжительной работы при котором она предназначена. Согласно ПУЭ [1] номинальный ток плавкой вставки должен выбираться минимально возможным по условию надежного пропускания максимального тока нагрузки.

4.1.3.3 Для согласования МТЗ с плавкими вставками необходима времятоковая характеристика полного времени отключения (суммы времени плавления вставки и времени горения дуги) от значения отключаемого тока. На рисунке 4.6 представлена времятоковая характеристика плавкой вставки предохранителя.



$I_{вс}$  - номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А

Рисунок 4.6 – Времятоковая характеристика плавкой вставки предохранителя

Для согласования МТЗ с плавкими вставками необходима времятоковая характеристика отключения плавкой вставки – кривая зависимости эквивалентного времени отключения (наибольшего значения) от действующего значения периодической составляющей ожидаемого тока.

В большинстве случаев в документации приводится времятоковая характеристика плавления плавкой вставки - кривая зависимости эквивалентного преддугового времени от действующего значения периодической составляющей ожидаемого тока. В этом случае дополнительно необходимо учитывать время горения дуги. В [3] приведены данные по времени горения дуги в зависимости от тока. Время горения дуги при токах от 50 до 250 А составляет около 0,1 с.

4.1.3.4 Действительное время отключения плавкой вставки может значительно отличаться от средних каталожных значений. Опытным путем установлено, что отклонения действительного времени отключения от заводских данных плавких вставок до 1000 В может достигать до 50 % [3]. Такой разброс принимается в наиболее ответственных случаях. В наиболее распространенных случаях обычно принимается разброс 25 %. На рисунке 4.7 представлены примеры построения расчетных характеристик плавких вставок до 1000 В.

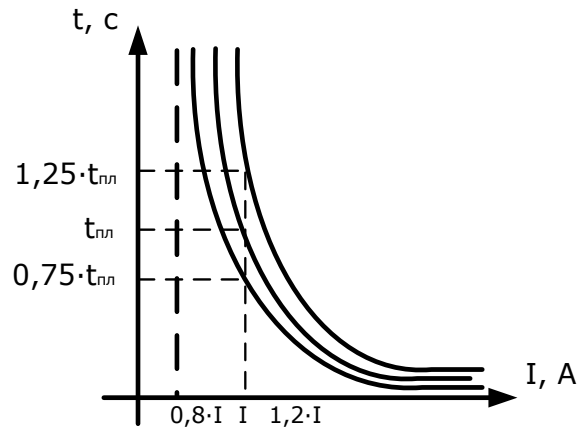


Рисунок 4.7 – Построение расчетных характеристик плавких вставок до 1000 В

4.1.3.5 Для плавких вставок выше 3 кВ, согласно [4], отклонения значения ожидаемого времени плавления при данном преддуговом времени от значения тока, полученного по времятоковой характеристике плавления, не должны превышать  $\pm 20\%$ .

Для согласования МТЗ с плавкими вставками рекомендуется выполнять построение характеристик плавких вставок с учетом возможных отклонений (рисунок 4.8).

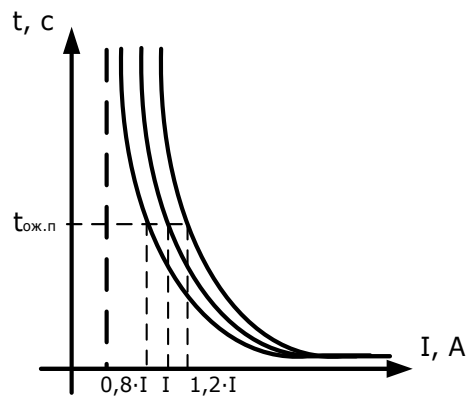
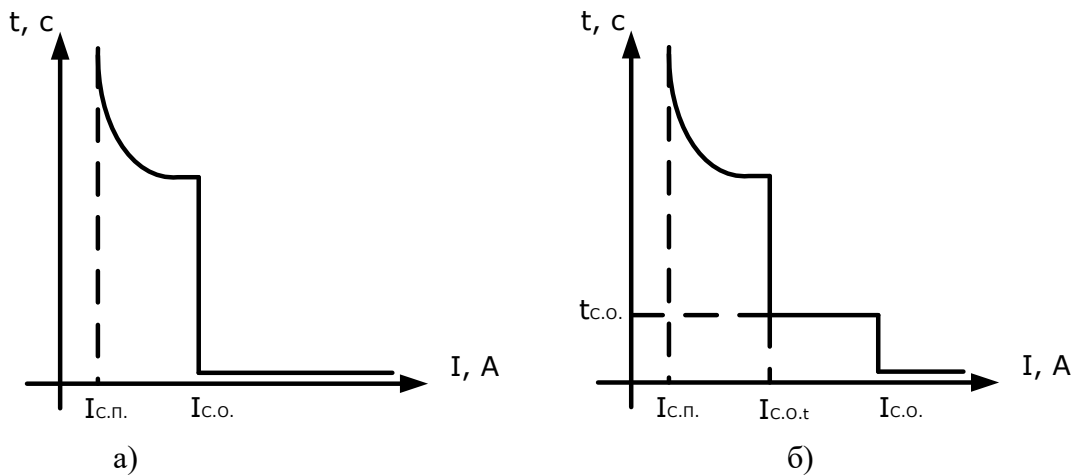


Рисунок 4.8 – Построение расчетных характеристик плавких вставок предохранителей выше 3 кВ

Согласно [4], значение одночасового тока плавления плавкой вставки заключается между значениями от  $1,3 \cdot I_{BC}$  до  $2,0 \cdot I_{BC}$ , что должно учитываться при согласовании по току.

#### 4.1.4 Времятоковые характеристики автоматических выключателей 0,4 кВ

4.1.4.1 Присоединения 0,4 кВ защищаются автоматическими выключателями. На рисунке 4.9 представлены типовые времятоковые характеристики автоматических выключателей.



а) времятоковая характеристика автоматического выключателя с отсечкой без выдержки времени;

б) времятоковая характеристика автоматического выключателя с отсечкой с выдержкой времени

$I_{c.p.}$  - ток срабатывания защиты от перегрузки, А;

$I_{c.o.t}$  – ток срабатывания отсечки с выдержкой времени, А;

$I_{c.o.}$  – ток срабатывания отсечки без выдержки времени, А

Рисунок 4.9 – Времятоковые характеристики автоматических выключателей

4.1.4.2 Защитные характеристики автоматических выключателей имеют зависимую и независимую части.

Ток срабатывания защиты от перегрузки  $I_{c.p.}$  рассчитывают из условия возврата защиты после окончания самозапуска нагрузки. Защита от перегрузки отстраивается от самозапуска по времени.

Ток срабатывания отсечки  $I_{c.o.}$  отстраивают от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска.

Дополнительно в автоматическом выключателе может быть реализована ТО с выдержкой времени (рисунок 4.9 б)). Токоточная отсечка с выдержкой времени предназначена для согласования с токовыми отсечками предыдущих присоединений.

#### 4.1.5 Согласование по току

4.1.5.1 В тех случаях, когда возможно действие защиты последующего элемента Э1 (рисунок 4.10) из-за отказа защиты предыдущего элемента Э2 вследствие недостаточной чувствительности, чувствительность этих защит необходимо согласовать между собой. Согласование заключается в выборе таких токов срабатывания, при которых МТЗ элемента Э1 имела бы больший ток срабатывания, т. е. была менее чувствительна.

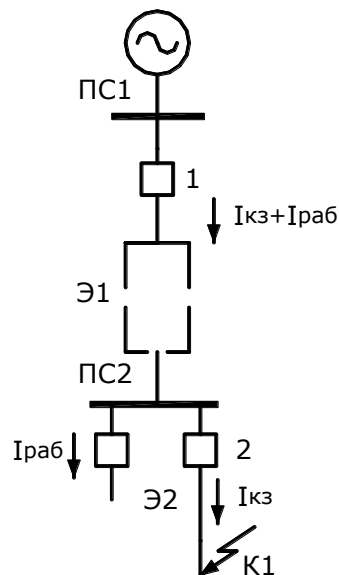


Рисунок 4.10 – Токораспределение при удаленном КЗ в сети с односторонним питанием

4.1.5.2 При согласовании чувствительности защит необходимо учитывать возможность существенного влияния токов нагрузки. Так при удаленных КЗ на элементе Э2 напряжение на шинах может сохраняться близким к нормальному, при этом через элемент Э1 будет проходить сумма тока КЗ поврежденного элемента и токов нагрузки неповрежденных элементов.

4.1.5.3 По условию согласования с защитами предыдущих элементов ток срабатывания защиты 1  $I_{с.з.}$ , А, выбирают по формуле

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс.}}{k_{ток.}} \cdot (I_{с.з.макс.} + \Sigma I_{раб.}), \quad (4.2)$$

где  $k_{отс.} = 1,2$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{ток.}$  – коэффициент токораспределения, который учитывается только при наличии нескольких источников питания, при одном источнике питания принимается равным 1;

$I_{с.з.макс.}$  – наибольший из токов срабатывания защит одного из предыдущих присоединений, А;

$\Sigma I_{раб.}$  – суммарный ток нагрузки неповрежденных элементов (см. 4.1.5.2), А.

4.1.5.4 Если в качестве предыдущего защитного аппарата установлен предохранитель, то ток срабатывания  $I_{с.з.}$ , А, выбирают по формуле

$$I_{с.з.} = k_{отс.} \cdot (k'_{отс.} \cdot I_{вс.ном.макс.} + \Sigma I_{раб.}), \quad (4.3)$$

где  $k_{отс.} = 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k'_{отс.} = 2$  – коэффициент отстройки от номинального тока плавкой вставки предохранителя;

$I_{вс.ном.макс.}$  – наибольший из номинальных токов плавких вставок предохранителей, А;

$\Sigma I_{раб.}$  – суммарный ток нагрузки неповрежденных элементов (см. 4.1.5.2), А.

Зависимая характеристика выдержки времени позволяет выбирать меньший ток срабатывания по условию согласования с плавкими вставками предохранителей трансформаторов ответвлений.

4.1.5.5 Если в качестве предыдущего защитного аппарата установлен автоматический выключатель, то ток срабатывания  $I_{с.з.}, A$ , выбирают по формуле

$$I_{с.з.} = k_{отс.} \cdot (I_{с.о.} + \Sigma I_{раб.}), \quad (4.4)$$

где  $k_{отс.} = 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$I_{с.о.}$  – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя, А;

$\Sigma I_{раб.}$  – суммарный ток нагрузки, неповрежденных элементов (см. 4.1.5.2), А.

#### 4.1.6 Согласование по времени

4.1.6.1 Время срабатывания защиты выбирается из условия обеспечения селективности с защитами предыдущих и последующих элементов.

4.1.6.2 Разность между временем действия защит двух смежных элементов (защиты 1 и 2 на рисунке 4.11) называется ступенью селективности.

Выдержка времени защиты 1 должна быть на ступень селективности больше времени срабатывания защиты 2 для исключения неселективного срабатывания защиты 1 до отключения выключателя Q2 защитой 2.

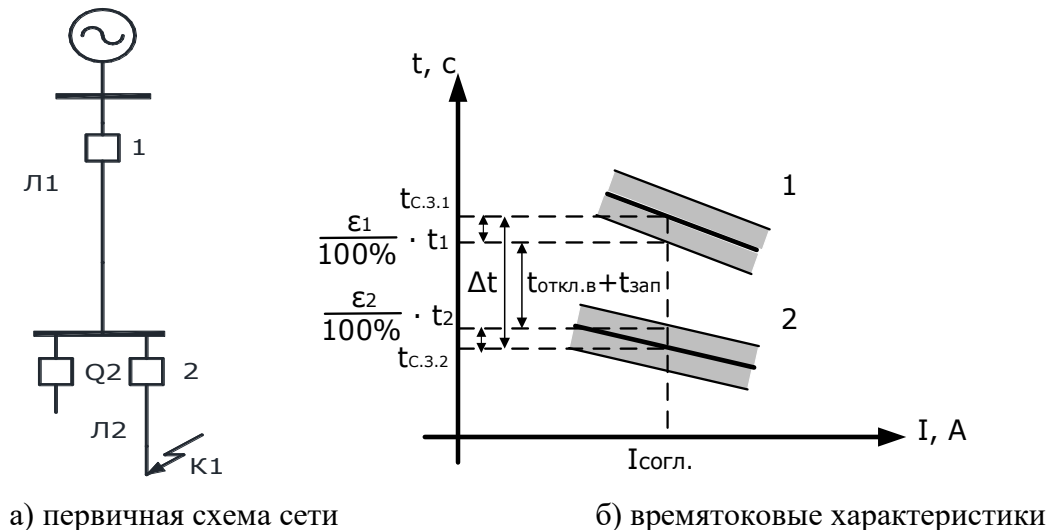


Рисунок 4.11 – Определение ступени селективности

Ступень селективности  $\Delta t, c$ , вычисляют по формуле

$$\Delta t = \frac{\epsilon_1}{100} \cdot t_{с.з.1} + \frac{\epsilon_2}{100} \cdot t_{с.з.2} + t_{откл.в.} + t_{в.1} + t_{зап.}, \quad (4.5)$$

где  $\epsilon_1$  – погрешность срабатывания по времени защиты 1 при токе согласования, %;

$t_{с.з.1}$  – выдержка времени защиты 1 при токе согласования, с;

$\epsilon_2$  – погрешность срабатывания по времени защиты 2 при токе согласования, %;

$t_{с.з.2}$  – выдержка времени защиты 2 при токе согласования, с;

$t_{откл.в.}$  – полное время отключения выключателя Q2 (интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах выключателя), с;

$t_{в.1}$  – время возврата защиты 1, для БМРЗ принимается равным 0,03 с;

$t_{зап.}$  – необходимое время запаса, учитывающее в том числе время срабатывания промежуточных реле, с.

4.1.6.3 Для защит с независимыми характеристиками время срабатывания  $t_{с.з.1}$ , с, выбирают по формуле

$$t_{с.з.1} = t_{с.з.2} + \Delta t, \quad (4.6)$$

где  $t_{с.з.2}$  – время срабатывания предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – степень селективности, рассчитывается по формуле (4.5), с. Допустимо степень селективности принимать равной 0,3 с, при согласовании по времени срабатывания с микропроцессорными блоками защиты и аналогичными типами выключателей или 0,5 с при согласовании с электромеханическими защитами [5].

Пример согласования защит с независимыми характеристиками представлен на рисунке 4.12.

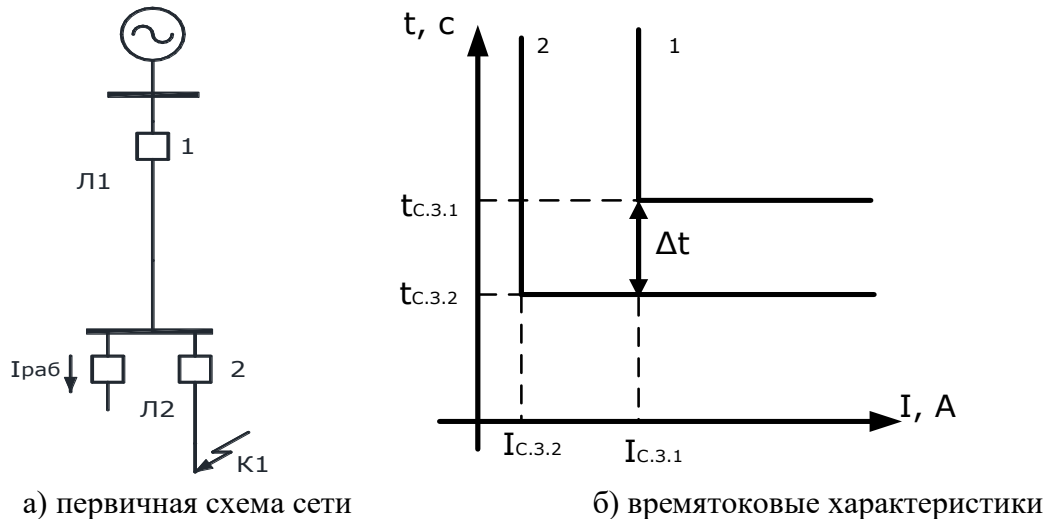


Рисунок 4.12 – Согласование характеристик защит

4.1.6.4 Выдержку времени защиты с независимой характеристикой по условию согласования с защитой с зависимой характеристикой выбирают следующим образом (рисунок 4.13):

- определяют время срабатывания защиты 2  $t_{с.з.2}$ , с, при токе срабатывания защиты 1  $I_{с.з.1}$ ;
- рассчитывают степень селективности  $\Delta t$  по формуле (4.5);
- определяют время срабатывания защиты 1  $t_{с.з.1}$ , с, по формуле

$$t_{с.з.1} = t_{с.з.2} + \Delta t, \quad (4.7)$$

где  $t_{с.з.2}$  – время срабатывания защиты 2, с;

$\Delta t$  – степень селективности, с.

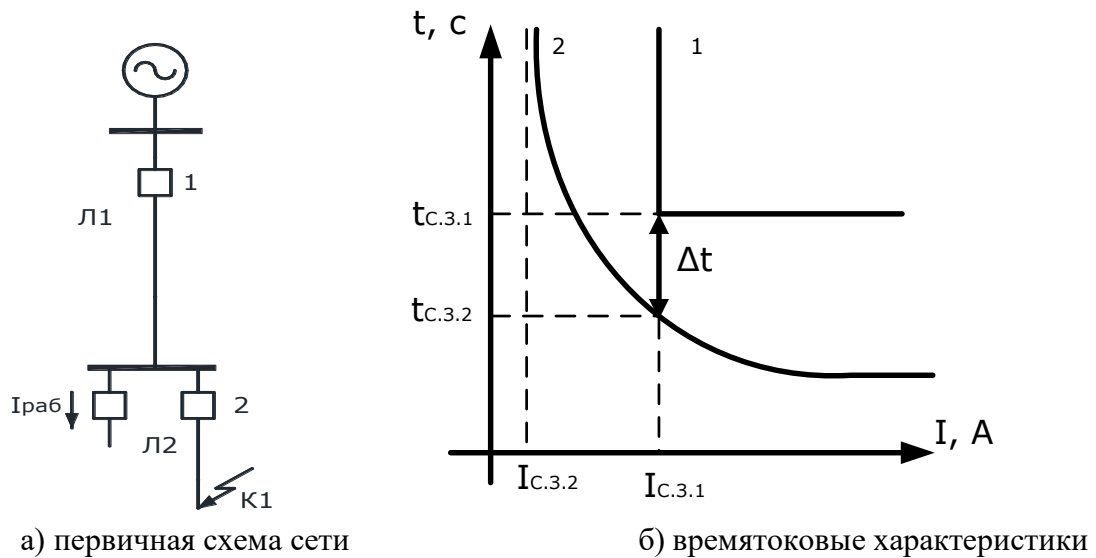


Рисунок 4.13 – Согласование характеристик защит

4.1.6.5 При согласовании защит с зависимыми характеристиками (рисунок 4.14) уставку коэффициента усиления защиты с зависимой характеристикой выбирают следующим образом:

- определяют ток согласования  $I_{\text{согл}}$ . При использовании отсечки ток согласования принимают равным току срабатывания отсечки (рисунок 4.14 в)). Если отсечка не используется, то ток согласования принимают равным максимальному значению тока трехфазного КЗ в начале присоединения 2 (рисунок 4.14 б));

- рассчитывают время срабатывания защиты 2  $t_{\text{с.з.2}}$  при токе согласования  $I_{\text{согл}}$ ;
- рассчитывают ступень селективности  $\Delta t$  по формуле (4.5);
- определяют требуемое время срабатывания защиты 1  $t_{\text{с.з.1}}$ , с, по формуле

$$t_{\text{с.з.1}} = t_{\text{с.з.2}} + \Delta t, \quad (4.8)$$

где  $t_{\text{с.з.2}}$  – время срабатывания защиты 2, с;

$\Delta t$  – ступень селективности, с;

- задаются типом характеристики (см. 4.1.2.3);
- рассчитывают уставку коэффициента усиления защиты 1 по формуле

$$K = \frac{t_{\text{с.з.1}}}{k} \cdot \left( \left( \frac{I_{\text{согл.}}}{I_{\text{с.з.1}}} \right)^\alpha - 1 \right), \quad (4.9)$$

где  $t_{\text{с.з.1}}$  – время срабатывания защиты 1, с;

$k, \alpha$  – постоянные величины, зависящие от типа характеристики;

$I_{\text{согл.}}$  – ток согласования, А;

$I_{\text{с.з.1}}$  – ток срабатывания защиты 1, А.

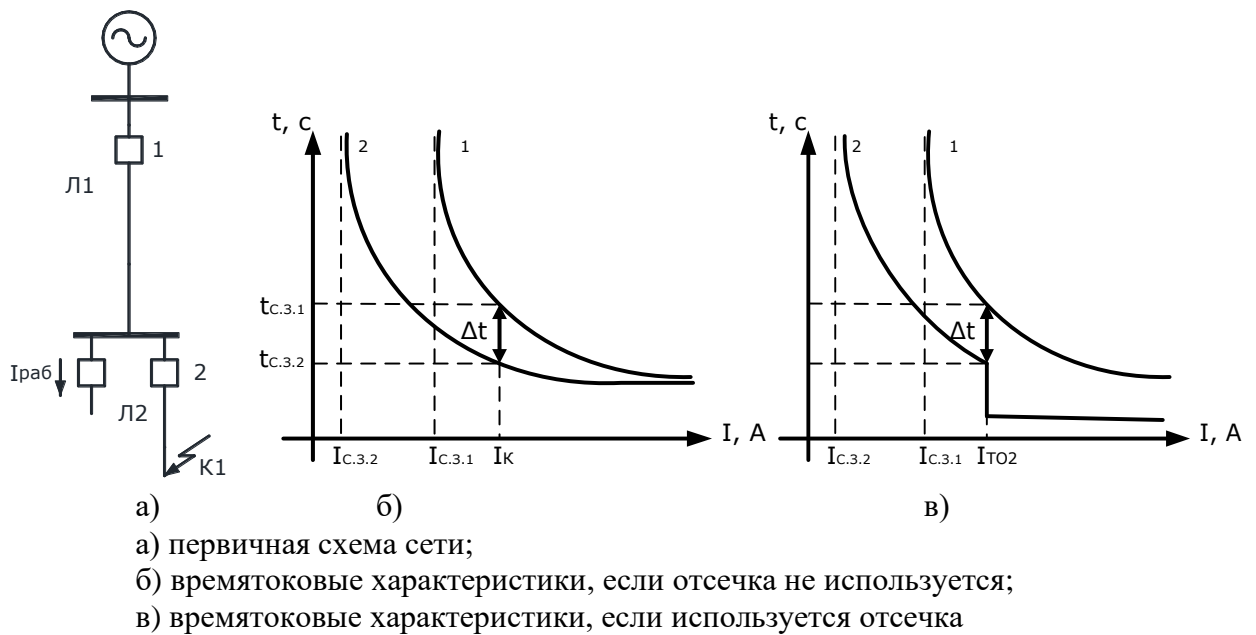


Рисунок 4.14 – Согласование времятоковых характеристик защит

Рекомендуется проводить проверку выполнения условия селективности согласуемых защит при токах, меньших тока согласования  $I_{\text{согл}}$ :

$$t_{\text{с.з.1}} > t_{\text{с.з.2}} + \Delta t, \quad (4.10)$$

где  $t_{\text{с.з.2}}$  – время срабатывания защиты 2, с;

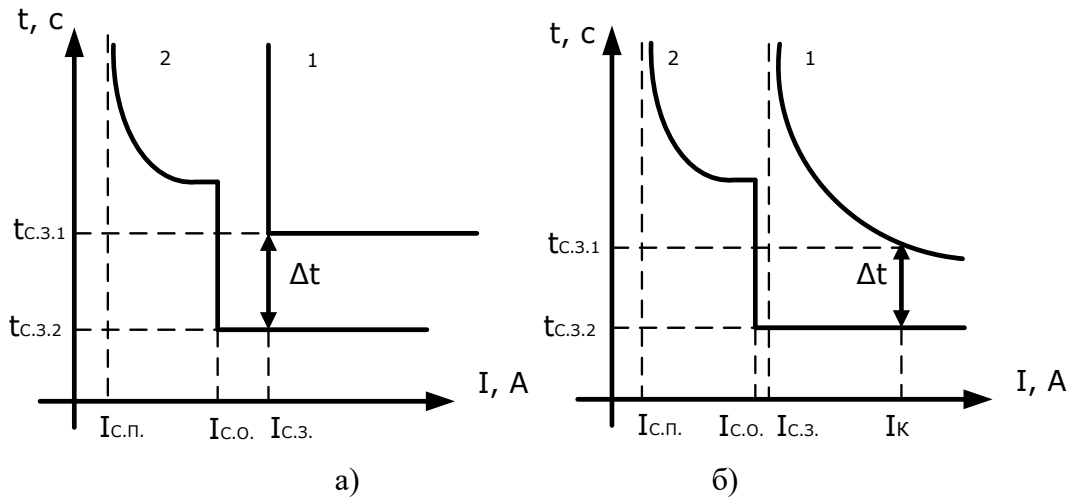
$\Delta t$  – ступень селективности, рассчитывается по формуле (4.5), с.

Необходимо отметить, что ступень селективности защит с зависимыми выдержками времени зависит от расчетной выдержки времени согласуемых защит. При токах, меньших тока согласования  $I_{\text{согл}}$ , увеличиваются выдержки времени защит, соответственно увеличивается погрешность и необходимо увеличивать ступень селективности.

4.1.6.6 Для наглядности рекомендуется выполнять совместное построение времятоковых характеристик согласуемых защит. Совместное построение времятоковых характеристик согласуемых защит называется картой селективности.

4.1.6.7 Согласование защиты с плавкими вставками предохранителей выполняют так же, как выполняют согласование с защитой с зависимой характеристикой выдержки времени (см. 4.1.6.5). При этом необходимо учитывать, что плавкие вставки предохранителей имеют бóльшую погрешность по сравнению с устройствами релейной защиты.

4.1.6.8 При согласовании защиты с автоматическими выключателями ток срабатывания защиты отстраивают от тока срабатывания отсечки  $I_{\text{с.о.}}$ . Согласование по времени выполняют по аналогии с вышеприведенными примерами (см. рисунок 4.15).

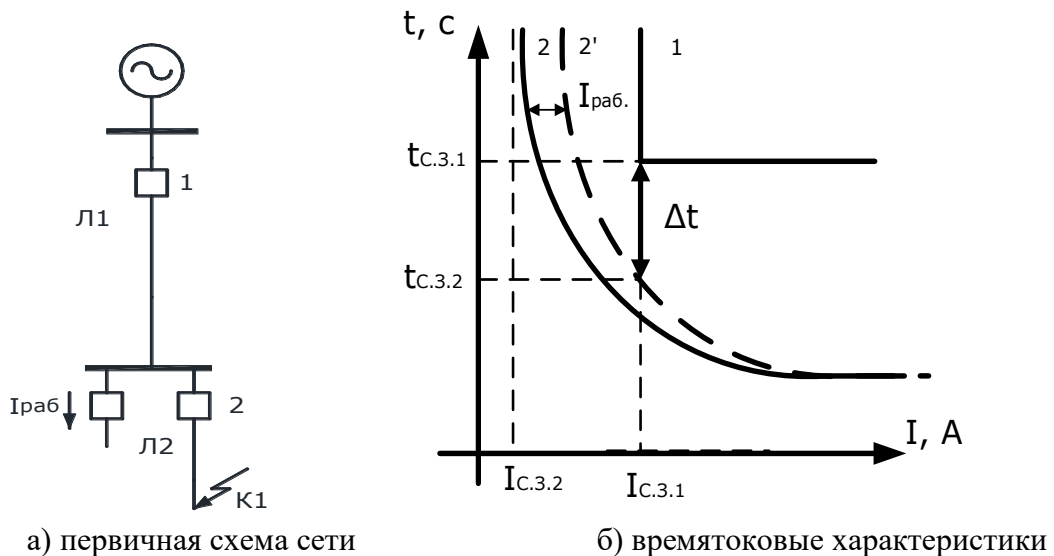


а) согласование защиты с независимой характеристикой с характеристикой автоматического выключателя;

б) согласование защиты с зависимой характеристикой с характеристикой автоматического выключателя

Рисунок 4.15 – Согласование характеристик защит с характеристиками автоматических выключателей

4.1.6.9 Для учета влияния токов нагрузки неповрежденных элементов характеристика срабатывания предыдущего элемента (характеристика 2, рисунок 4.16) должна быть сдвинута вправо на отрезок, равный значению суммарного тока нагрузки  $I_{\text{раб}}$ .



а) первичная схема сети

б) времятоковые характеристики

Рисунок 4.16 – Согласование характеристик с учетом тока нагрузки

## 4.2 Токовые защиты кабельных и воздушных линий

### 4.2.1 Общие требования к защитах кабельных и воздушных линий

4.2.1.1 Расчет уставок токовых защит кабельных и воздушных линий выполняют в соответствии с рекомендациями, приведенными в [6].

4.2.1.2 На линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ предусматривают двухступенчатую токовую защиту. Первую ступень выполняют в виде ТО, вторую ступень в виде МТЗ.

На линиях с двусторонним питанием, на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, применяют те же защиты, что и на линиях с односторонним питанием, при необходимости выполняя их направленными.

4.2.1.3 Для обеспечения термической стойкости кабельных линий по всей длине применяют ускорение МТЗ при включении выключателя после АПВ.

Ускорение МТЗ применяется также при опробовании линии (включении на холостой ход). Основным требованием к ускоряемой ступени является обеспечение чувствительности при всех КЗ на защищаемой линии.

В БМРЗ функции ускорения МТЗ после АПВ и при опробовании объединены. Ускорение МТЗ осуществляется при любом включении выключателя.

## 4.2.2 Расчет уставок ТО

4.2.2.1 По условию отстройки от трехфазных КЗ в конце линии ток срабатывания ТО  $I_{с.о.}, A$ , вычисляют по формуле

$$I_{с.о.} = k_{отс.} \cdot I_{кз макс.}^{(3)}, \quad (4.11)$$

где  $k_{отс.} = 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$I_{кз макс.}^{(3)}$  – максимальное значение тока трехфазного КЗ в максимальном режиме системы в конце линии, А.

4.2.2.2 При расчете ТО линии, по которой питается один трансформатор (блок линия-трансформатор), ТО отстраивают от тока КЗ за трансформатором.

При расчете ТО линии, по которой питается несколько трансформаторов, ТО должна отстраиваться от КЗ на выводах ближайшего трансформатора для обеспечения селективности между ТО и защитами трансформаторов.

4.2.2.3 На линии, по которой питается несколько трансформаторов, следует проверить надежность отстройки ТО линии от БТН всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии.

По условию отстройки от БТН силовых трансформаторов ток срабатывания ТО  $I_{с.о.}, A$ , вычисляют по формуле

$$I_{с.о.} = k_{бтн} \cdot \Sigma I_{ном.тр.}, \quad (4.12)$$

где  $k_{бтн} = 7$  – коэффициент броска тока намагничивания;

$\Sigma I_{ном.тр.}$  – сумма номинальных токов всех трансформаторов, питающихся по линии, А.

4.2.2.4 Применение ТО позволяет уменьшить время отключения близких КЗ, тем самым уменьшая нагрев кабельной линии при КЗ.

## 4.2.3 Неселективная отсечка без выдержки времени

4.2.3.1 На неактивированных линиях с односторонним питанием, отходящих от шин электростанций с синхронными генераторами, а также от шин подстанций, питающих крупные синхронные двигатели, ТО должна выполняться без выдержки времени [1]. Зона их действия должна выбираться из условия быстрого отключения КЗ, вызывающих снижение напряжения на шинах ниже от 0,5 до 0,6 номинального. Для обеспечения этого требования допускается выполнять ТО неселективной, т. е. разрешать ее срабатывание при КЗ не только на защищаемой линии, но и на других линиях и трансформаторах, питающихся по защищаемой линии. Неселективная отсечка должна применяться в сочетании с устройствами АПВ или АВР, исправляющими полностью или частично ее неселективное действие.

4.2.3.2 Ток срабатывания неселективной отсечки выбирают из условия надежного срабатывания в зоне, где трехфазные КЗ вызывают снижение напряжения в месте установки отсечки ниже допустимого значения. Выбор уставок неселективной отсечки приведен в [6].

#### 4.2.4 ТО с выдержкой времени

4.2.4.1 Дополнительно к ТО без выдержки времени возможно применение ТО с выдержкой времени, например, в схеме, приведенной на рисунке 4.17.

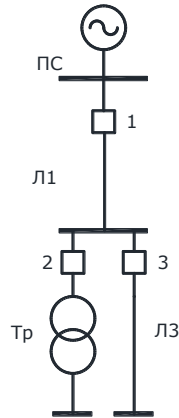


Рисунок 4.17 – Применение ТО с выдержкой времени

Наличие выдержки позволяет уменьшить ток срабатывания по следующим причинам:

- ТО выполняется с отстройкой от КЗ в конце зоны действия ТО защиты 3;
- $k_{отс}$  возможно принять 1,2, что связано с затуханием апериодической составляющей к моменту срабатывания ТО;
- не требуется отстройка от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов.

#### 4.2.5 Выбор параметров срабатывания МТЗ

##### 4.2.5.1 Общие требования

4.2.5.1.1 Уставки МТЗ должны обеспечивать:

- отсутствие срабатывания МТЗ при послеаварийных перегрузках;
- согласование действия по току и по времени с защитами предыдущих элементов;
- необходимую чувствительность при всех видах КЗ в основной зоне и в зоне резервирования.

##### 4.2.5.2 Отсутствие срабатывания МТЗ при послеаварийных перегрузках

4.2.5.2.1 Послеаварийные перегрузки могут возникать в различных режимах. Ниже рассмотрены основные причины возникновения послеаварийных перегрузок и способы отстройки от них.

4.2.5.2.2 Послеаварийные перегрузки могут возникать при отключении с выдержкой времени близких КЗ на предыдущих элементах.

При выборе тока срабатывания защиты 1 на рисунке 4.18 необходимо учитывать возможность аварийной перегрузки линии Л1 после отключения близкого КЗ в точке К1 линии 2.

При близких КЗ на предыдущих элементах (точка К1) происходит снижение напряжения на шинах ПС2. Вследствие снижения напряжения двигатели нагрузки ПС2 затормаживаются и после отключения поврежденного элемента защитой 2 происходит процесс самозапуска двигателей, сопровождающийся увеличением рабочего тока линии Л1.

Процесс самозапуска продолжается от 10 до 15 с, поэтому нецелесообразно от него отстраиваться путем увеличения выдержки времени.

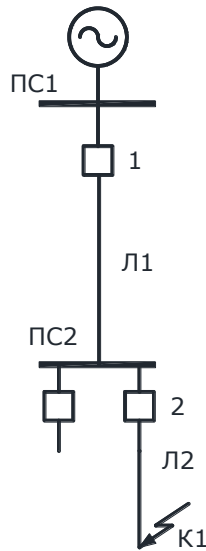


Рисунок 4.18 – Схема сети с односторонним питанием и одиночными линиями

По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после отключения близкого КЗ ток срабатывания защиты  $I_{с.з.}$ , А, рассчитывают по формуле

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.} \quad (4.13)$$

где  $k_{отс.}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска;

$I_{раб.макс.}$  – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А;

$k_{в} = 0,95$  - коэффициент возврата.

4.2.5.2.3 Ток срабатывания МТЗ должен отстраиваться от тока самозапуска двигателей при восстановлении питания действием АПВ или АВР после бестоковой паузы.

При восстановлении напряжения после перерыва питания ПС1 (рисунок 4.18) по линии Л1 за счет самозапуска нагрузки может проходить ток, превышающий рабочий ток.

По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после восстановления питания действием автоматики ток срабатывания защиты  $I_{с.з.}$ , А, рассчитывают по формуле

$$I_{с.з.} = \frac{k_{отс.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.} \quad (4.14)$$

где  $k_{отс.}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска;

$I_{раб.макс.}$  – максимальный рабочий ток защищаемой линии, А;

$k_{в} = 0,95$  - коэффициент возврата. Коэффициент возврата рекомендуется использовать для учета возможности кратковременного срабатывания защиты за счет апериодической составляющей тока самозапуска.

4.2.5.2.4 Аварийные перегрузки могут возникать при автоматическом включении дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР.

При нормальной работе двух линий (рисунок 4.19), каждой со своей нагрузкой, и действии АВР после отключения одной из них по оставшемуся элементу будет проходить свой рабочий ток и ток самозапуска нагрузки отключившейся линии.

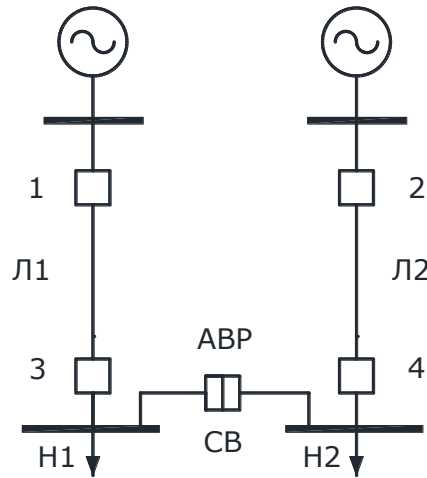


Рисунок 4.19 – Схема раздельной работы двух линий с устройством АВР на СВ

По условию отстройки тока перегрузки при действии АВР ток срабатывания МТЗ Л1  $I_{\text{МТЗ с.з.}}, A$ , выбирают по формуле

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс.}}}{k_{\text{в}}} \cdot (k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс.Л2}} + k'_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{раб.макс.Л1}}), \quad (4.15)$$

где  $k_{\text{отс.}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;  
 $k_{\text{в}} = 0,95$  – коэффициент возврата;

$k_{\text{сзп}}$  – коэффициент самозапуска нагрузки Н2;

$I_{\text{раб.макс.Л1}}, I_{\text{раб.макс.Л2}}$  – максимальный рабочий ток линий Л1 и Л2, А. Выбирается с учетом максимально допустимой перегрузки оставшейся в работе линии. Для кабелей 6; 10 кВ допускается перегрузка 40 % от номинального тока линии;

$k'_{\text{отс.}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока нагрузки Н1 из-за снижения напряжения на шинах при подключении к ним после АВР заторможенных двигателей нагрузки Н2. Значение этого коэффициента для нагрузки, в основном состоящей из двигателей, участвующих в самозапуске, принимается равным от 1,5 до 2,0.

#### 4.2.5.3 Согласование по току

4.2.5.3.1 Согласование МТЗ по току с защитами предыдущих элементов выполняют в соответствии с рекомендациями, приведенными в 4.1.5.

#### 4.2.5.4 Проверка чувствительности

4.2.5.4.1 Чувствительность МТЗ линии по току определяется при металлическом КЗ в конце линии по формуле

$$k_{\text{чув.с.з.}} = \frac{I_{\text{кз мин.}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (4.16)$$

где  $I_{\text{кз мин.}}^{(2)}$  – минимальное значение тока двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме работы системы, А;

$I_{\text{с.з.}}$  – ток срабатывания МТЗ, А.

Если МТЗ выполняет функции основной защиты линии, то минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 или больше [1].

4.2.5.4.2 Если коэффициент чувствительности оказывается меньше указанного, то необходимо добиться повышения чувствительности, путем замены защиты на более совершенную (например, дистанционную), либо путем уменьшения основной зоны защиты (установка секционирующего выключателя с защитой).

#### **4.2.5.5 Расчет времени срабатывания МТЗ**

4.2.5.5.1 Время срабатывания защиты выбирается из условия обеспечения селективности с защитами предыдущих элементов (см. 4.1.6).

4.2.5.5.2 После расчета уставок защиты от многофазных замыканий необходимо выполнять проверку кабельных линий на термическую стойкость.

Термическая стойкость кабелей по ПУЭ должна обеспечиваться [1]:

- для одиночных кабелей – при токе, равном току КЗ в начале кабеля;

- для одиночного кабеля с разными сечениями – при токе, равном току КЗ в начале каждого участка с изменением сечения;

- для пучка из двух и более кабелей – при токе КЗ в конце пучка кабелей.

В первых двух случаях ток КЗ больше тока срабатывания ТО, поэтому проверка проводится с учетом выдержки времени ТО.

Дополнительно необходимо проводить проверку при токе, при котором ТО находится на грани срабатывания. Для упрощения рекомендуется проводить при токе срабатывания ТО. В этом случае расчетное время протекания тока КЗ должно рассчитываться с учетом времени срабатывания МТЗ.

4.2.5.5.3 За время бестоковой паузы АПВ порядка нескольких секунд температура кабеля практически не изменится и при включении от АПВ на устойчивое КЗ будет происходить еще больший нагрев кабеля. Поэтому для определения термической стойкости кабеля при наличии АПВ необходимо удваивать время протекания тока.

Для обеспечения термической стойкости кабельных линий по всей длине применяют ускорение МТЗ при включении выключателя.

4.2.5.5.4 Выдержку времени ускоренной МТЗ не согласуют с выдержками времени предыдущих присоединений, но её необходимо отстраивать от броска тока намагничивания силовых трансформаторов.

Для отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора используют блокировку МТЗ по второй гармонике тока. При использовании блокировки по второй гармонике выдержка времени МТЗ не отстраивается от длительности броска тока намагничивания.

#### **4.2.6 Примеры расчета уставок**

##### **4.2.6.1 Линия с ответвлениями**

4.2.6.1.1 Пример расчета уставок приведен для линии с ответвлениями. В конце каждого ответвления установлен трансформатор 10/0,4 кВ, защищенный предохранителями серии ПКТ. Первичная схема приведена на рисунке 4.20.

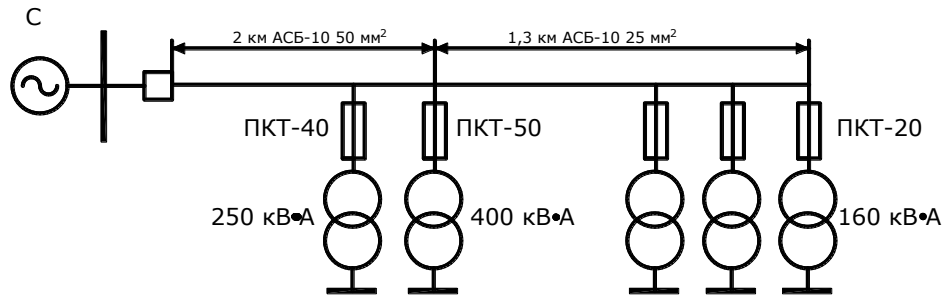


Рисунок 4.20 – Первичная схема линии с ответвлениями

Параметры питающей системы:

- $I_{\text{кз макс.}}^{(3)} = 3 \text{ кА}$  – ток КЗ системы в максимальном режиме;
  - $U_{\text{с.ном.}} = 10,5 \text{ кВ}$  - среднее номинальное напряжение системы.
- Характеристики трансформаторов приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Характеристика трансформаторов

Тип	Мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение короткого замыкания, $u_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	$Z_{\text{тр}}, \text{Ом}$
ТМГ-250/10	250	10,5/0,4	5,5	13,7	24,3
ТМГ-400/10	400			22,0	15,2
ТМГ-160/10	160			8,8	37,9

Параметры линии КЛ-1: алюминий АСБ-10, 50 мм<sup>2</sup>:

-  $R_{1 \text{ уд.}} = 0,59 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление прямой последовательности;

-  $X_{1 \text{ уд.}} = 0,09 \text{ Ом/км}$  – удельное реактивное сопротивление прямой последовательности;

-  $L_1 = 2 \text{ км}$  – длина линии.

Параметры линии КЛ-2: алюминий АСБ-10, 25 мм<sup>2</sup>:

-  $R_{2 \text{ уд.}} = 1,17 \text{ Ом/км}$  – удельное активное сопротивление прямой последовательности;

-  $X_{2 \text{ уд.}} = 0,1 \text{ Ом/км}$  – удельное реактивное сопротивление прямой последовательности;

-  $L_2 = 1,3 \text{ км}$  – длина линии.

Блок микропроцессорный релейной защиты с кодом БМРЗ-152-КЛ (далее – БМРЗ-152-КЛ).

Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10:

-  $I_{\text{тт ном.}} = 100 \text{ А}$  – номинальный первичный ток ТТ;

-  $I_{\text{тт ном.вт.тт 2ном}} = 5 \text{ А}$  – номинальный вторичный ток ТТ;

-  $k_{\text{тт}} = 20$  – номинальный коэффициент трансформации ТТ.

4.2.6.1.2 Сопротивление системы рассчитать по формуле<sup>1)</sup>

$$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{с.ном.}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз макс.}}^{(3)}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 10^3} = 2,02 \text{ Ом.}$$

4.2.6.1.3 Сопротивление линий рассчитать по формуле<sup>2)</sup>

$$R_{\text{л.1}} = R_{1 \text{ уд}} \cdot L_1 = 0,59 \cdot 2 = 1,18 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{л.1}} = X_{1 \text{ уд}} \cdot L_1 = 0,09 \cdot 2 = 0,18 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{л.2}} = R_{2 \text{ уд}} \cdot L_2 = 1,17 \cdot 1,3 = 1,52 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{л.2}} = X_{2 \text{ уд}} \cdot L_2 = 0,1 \cdot 1,3 = 0,13 \text{ Ом.}$$

4.2.6.1.4 Ток трехфазного КЗ в точке подключения трансформаторов, ближних к источнику питания рассчитать по формуле<sup>3)</sup>

$$I_{\text{кз макс.л.1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{с.ном.}}}{\sqrt{3 \cdot ((X_{\text{сист.}} + X_{\text{л.1}})^2 + R_{\text{л.1}}^2)}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3 \cdot ((2,02 + 0,18)^2 + 1,18^2)}} = 2428 \text{ А.}$$

$$I_{\text{кз макс.л.2}}^{(3)} = \frac{U_{\text{с.ном.}}}{\sqrt{3 \cdot ((X_{\text{сист.}} + X_{\text{л.2}})^2 + R_{\text{л.2}}^2)}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3 \cdot ((2,02 + 0,13)^2 + 1,52^2)}} = 2302 \text{ А.}$$

4.2.6.1.5 По условию отстройки от трехфазных КЗ в конце линии ток срабатывания ТО  $I_{\text{с.о.}}$ , А вычислить по формуле (4.11)

$$I_{\text{с.о.пред.1}} = k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{кз макс.л.1}}^{(3)} = 1,3 \cdot 2428 = 3157 \text{ А.}$$

По условию отстройки от БТН силовых трансформаторов ток срабатывания ТО  $I_{\text{с.о.}}$ , А, вычислить по формуле (4.12)

$$I_{\text{с.о.пред.2}} = k_{\text{бтн}} \cdot \Sigma I_{\text{ном.тр.}} = 7 \cdot (13,7 + 22 + 8,8 \cdot 3) = 435 \text{ А}$$

В качестве тока срабатывания ТО выбрать наибольшее из полученных значений  $I_{\text{с.о.}} = I_{\text{с.о.пред.1}} = 3157 \text{ А.}$

4.2.6.1.6 По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после восстановления питания действием автоматики ток срабатывания МТЗ рассчитать по формуле (4.13)

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс.}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс.}}}{k_{\text{в}}} = \frac{1,2 \cdot 2 \cdot (13,7 + 22 + 8,8 \cdot 3)}{0,95} = 157 \text{ А.}$$

По условию согласования с плавкими вставками предохранителей трансформаторов ток срабатывания МТЗ выбрать по формуле (4.3)

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{отс.}} \cdot (k'_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{вс.ном.макс}} + \Sigma I_{\text{раб.макс.}}) = 1,3 \cdot (2 \cdot 50 + (13,7 + 8,8 \cdot 3)) = 182 \text{ А.}$$

В качестве тока срабатывания МТЗ выбрать наибольшее из полученных значений  $I_{\text{с.з.}} = 182 \text{ А.}$

4.2.6.1.7 Рассчитать выдержку времени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой.

При токе  $I_{\text{с.з.}}$  плавкая вставка плавится за 10 с (рисунок 4.21), поэтому необходимо увеличить ток срабатывания МТЗ для уменьшения выдержки времени. Для обеспечения времени срабатывания около 0,5 с принять ток срабатывания МТЗ  $I_{\text{с.з.}} = 500 \text{ А.}$

<sup>1)</sup> См. формулу (3.4) [7]

<sup>2)</sup> См. формулу (3.14) [7]

<sup>3)</sup> См. формулу (3.28) [7]

Выдержку времени МТЗ с независимой характеристикой выбрать по условию согласования с плавкой вставкой предохранителя ПКТ 50:

- определить время плавления плавкой вставки предохранителя при токе срабатывания МТЗ 500 А  $t_{\text{вс}} = 0,1$  с;

- рассчитать степень селективности  $\Delta t$ , с, по формуле (4.5)

$$\Delta t = \frac{\varepsilon_1}{100} \cdot t_1 + \frac{\varepsilon_2}{100} \cdot t_2 + t_{\text{дуги}} + t_{\text{зап.}} = 0,03 + 0,2 + 0,1 + 0,1 = 0,43 \text{ с.}$$

Погрешность плавкой вставки предохранителя определена, как разность между кривой 1 и кривой 1' (рисунок 4.21) при токе срабатывания МТЗ  $I_{\text{с.з.}} = 500$  А. Кривая 1' построена с учетом погрешности плавкой вставки предохранителя (см. 4.1.3.5) и с учетом влияния нагрузки (см. 4.1.6.9);

- определить время срабатывания МТЗ по формуле (4.7)

$$t_{\text{с.з.1}} = t_{\text{вс}} + \Delta t = 0,1 + 0,43 = 0,53 \text{ с.}$$

4.2.6.1.8 При использовании МТЗ с зависимой времятоковой характеристикой коэффициент усиления МТЗ выбрать следующим образом:

- рассчитать время плавления плавкой вставки предохранителя ПКТ-50 наиболее мощного трансформатора при КЗ на вводах трансформатора  $I_{\text{КЗ макс.}}^{(3)} = 1886$  А,  $t_{\text{вс}} = 0,01$  с;

- определить степень селективности по формуле (4.5)

$$\Delta t = \frac{\varepsilon_1}{100} \cdot t_1 + \frac{\varepsilon_2}{100} \cdot t_2 + t_{\text{дуги}} + t_{\text{зап.}} = 0,03 + 0,01 + 0,1 + 0,1 = 0,24 \text{ с;}$$

- определить требуемое время срабатывания МТЗ при токе, равном  $I_{\text{КЗ макс.}}^{(3)}$ , по формуле (4.8)

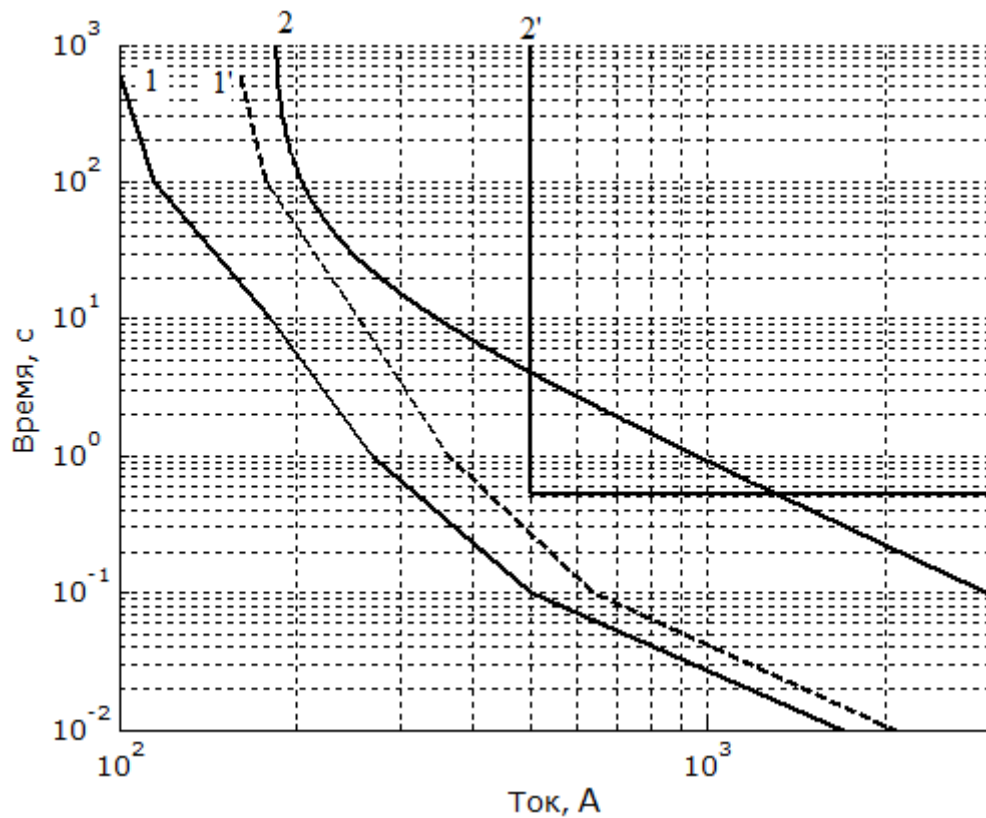
$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{вс}} + \Delta t = 0,01 + 0,24 = 0,25 \text{ с;}$$

- выбрать тип характеристики. Рекомендуется применение чрезвычайно инверсной характеристики;

- рассчитать уставку коэффициента усиления МТЗ по формуле (4.9)

$$K = \frac{t_{\text{с.з.}}}{k} \cdot \left( \left( \frac{I_{\text{КЗ макс.}}^{(3)}}{I_{\text{МТЗ с.з.}}} \right)^\alpha - 1 \right) = \frac{0,25}{80} \cdot \left( \left( \frac{1886}{182} \right)^2 - 1 \right) = 0,33.$$

4.2.6.1.9 Построить карту селективности (рисунок 4.21).



- 1 – времятоковая характеристика плавкой вставки предохранителя ПКТ-50;  
 1' – времятоковая характеристика плавкой вставки предохранителя ПКТ-50 с учетом влияния нагрузки и погрешности;  
 2 –зависимая времятоковая характеристика МТЗ;  
 2' – независимая времятоковая характеристика МТЗ

Рисунок 4.21– Карта селективности МТЗ и плавкой вставки предохранителя ПКТ-50

4.2.6.1.10 Пересчет тока, выраженного в первичных значениях, во вторичные значения выполнить по формуле (3.1)

$$I_{\text{с.о.р.}} = \frac{I_{\text{с.о.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{3157}{20} = 158 \text{ А.}$$

Для МТЗ с независимой характеристикой

$$I_{\text{с.з.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{500}{20} = 25 \text{ А.}$$

Для МТЗ с чрезвычайно-инверсной характеристикой

$$I_{\text{с.з.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{182}{20} = 9,1 \text{ А.}$$

4.2.6.1.11 Уставки, вводимые в БМРЗ-152-КЛ, приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Уставки для ввода в БМРЗ-152-КЛ

Обозначение в БМРЗ-152-КЛ-53_хх <sup>1)</sup>	Обозначение в БМРЗ-152-КЛ-53_2хх <sup>1)</sup>	Комментарий	Обозначение в расчете	Значение уставки
<b>ТО</b>				
S101	ТО.1 S1	Ввод ТО	-	"Введен"
ТО РТ1	ТО.1 I	Ток срабатывания ТО без выдержки времени, А	$I_{ТО \text{ с.р.}}$	158
<b>МТЗ</b>				
S103	МТЗ.1 S1	Ввод первой ступени МТЗ	-	"Введен"
МТЗ РТ1	МТЗ.1 I	Ток срабатывания первой ступени МТЗ, А	$I_{МТЗ \text{ с.р.}}$	25
МТЗ Т1-1	МТЗ.1 Т	Выдержка времени первой ступени МТЗ с независимой выдержкой времени, с	$t_{МТЗ \text{ с.з.}}$	0,53
S109	МТЗ.1 S4	Первая ступень МТЗ с зависимой выдержкой времени	-	"Выведен" - МТЗ с незав. хар.; "Введен" - МТЗ с зав. хар.
МТЗ зав.хар.	МТЗ.1 Nхар.	Выбор типа зависимой характеристики	-	4
МТЗ Т1-2	-	Дополнительная задержка срабатывания МТЗ с зависимой характеристикой, с	-	0
К	МТЗ.1 К	Коэффициент усиления МТЗ с зависимой характеристикой	$K$	0,33
<sup>1)</sup> _хх, _2хх – номер редакции БФПО.				

### 4.3 Защита и автоматика трансформаторов 6(10)/0,4 кВ

#### 4.3.1 Общие требования к защита трансформаторов

4.3.1.1 Расчет уставок токовых защит трансформаторов 6(10)/0,4 кВ выполняют в соответствии с рекомендациями, приведенными в [8].

4.3.1.2 Согласно ПУЭ [1] для трансформаторов напряжением выше 3 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты, перечисленные в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Защиты трансформаторов 6(10)/0,4 кВ

Вид защиты		Номинальная полная мощность трансформатора	
		$S_{т.ном} < 1 \text{ МВт}$	$1 \text{ МВт} \leq S_{т.ном} < 6,3 \text{ МВт}$
1	Защита от многофазных замыканий в обмотках и на выводах	ТО	ТО; Дифференциальная защита, если: - ТО не удовлетворяет требованиям чувствительности, а МТЗ имеет выдержку времени более 0,5 с; - трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям; - на параллельно работающих трансформаторах 4 МВ·А
2	Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединённых к сети с глухозаземленной нейтралью	Предусматривается на трансформаторах с соединением обмотки низшего напряжения в звезду с заземленной нейтралью: - МТЗ со стороны высшего напряжения; - специальная защита нулевой последовательности, устанавливаемая в нулевом проводе трансформатора, если МТЗ не удовлетворяет требованиям чувствительности	
3	Защита от витковых замыканий в обмотках	Не применяется	Рекомендуется применение газовой защиты
		Газовая защита для внутрицеховых трансформаторов мощностью больше 630 кВ·А	
4	Защита от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ	МТЗ	МТЗ; МТЗ с пуском по напряжению
5	Защита от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой	На трансформаторах мощностью 0,4 МВ·А и более с действием на сигнал	

4.3.1.3 В случаях присоединения трансформаторов (кроме внутрицеховых) к линиям без выключателей (например, по схеме блока линия - трансформатор) для отключения повреждений в трансформаторе должна быть предусмотрена установка предохранителей на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора.

Повреждения на выводах высшего напряжения трансформаторов допускается ликвидировать защитой линии.

### 4.3.2 Выбор параметров срабатывания ТО

4.3.2.1 ТО подключается к ТТ стороны ВН трансформатора (Тр-р) (см. рисунок 4.22). В зону действия ТО входит только часть обмотки трансформатора со стороны ВН. ТО не должна приходить в действие при КЗ за трансформатором. Это условие обеспечивается тем, что ток срабатывания отсечки выбирается большим, чем максимальный ток КЗ на шинах НН в точке К1. Благодаря этому ТО трансформатора не срабатывает при КЗ на отходящих линиях (точка К2), следовательно, может быть выполнена без выдержки времени.

ТО не должна срабатывать при включении ненагруженного трансформатора от броска тока намагничивания. При выполнении отстройки от КЗ на стороне НН в точке К1 одновременно выполняется условие отстройки от БТН.

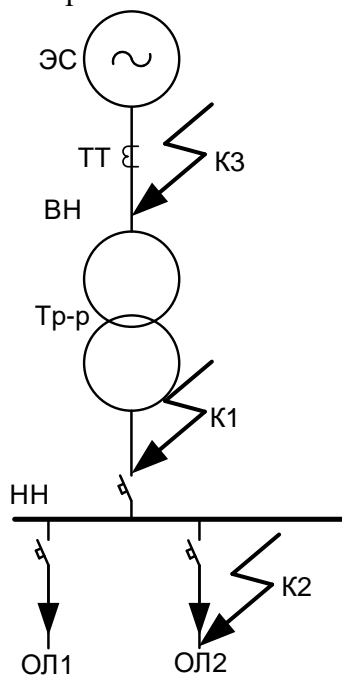


Рисунок 4.22 – Первичная схема, поясняющая работу ТО понижающего трансформатора

4.3.2.2 По условию отстройки ТО от трехфазных КЗ на шинах НН в точке К1 ток срабатывания ТО  $I_{с.о.тр.}$ , о. е., вычисляют по формуле

$$I_{с.о.тр.} = k_{отс.} \cdot I_{кз макс.тр.}^{(3)} \quad (4.17)$$

где  $k_{отс.}$  = от 1,3 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$I_{кз макс.тр.}^{(3)}$  – максимальное значение тока трехфазного КЗ на шинах НН, приведенное к стороне ВН, А. Значение тока определяется в максимальном режиме системы.

4.3.2.3 Чувствительность ТО проверяют по двухфазному металлическому замыканию на выводах трансформатора в точке К3 в минимальном режиме системы по формуле

$$k_{чув.с.о.тр.} = \frac{I_{кз мин. лин. к тр.}^{(2)}}{I_{с.о.тр.}}, \quad (4.18)$$

где  $I_{кз мин. лин. к тр.}^{(2)}$  - периодическая составляющая тока двухфазного КЗ при КЗ на выводах защищаемого трансформатора, А;

$I_{с.о.тр.}$  - ток срабатывания ТО, А.

В соответствии с ПУЭ [1] коэффициент чувствительности должен быть около двух. Если ТО не удовлетворяет требованиям чувствительности, а МТЗ имеет выдержку времени более 0,5 с, на трансформаторах мощностью более 1 МВ·А должна устанавливаться дифференциальная защита.

### 4.3.3 Выбор параметров срабатывания МТЗ

#### 4.3.3.1 Особенности МТЗ

4.3.3.1.1 На трансформаторах мощностью менее 1 МВ·А МТЗ является основной защитой от токов, обусловленных КЗ в трансформаторе, поскольку на этих трансформаторах обычно не устанавливают дифференциальную и газовую защиты, а ТО защищает только часть трансформатора. МТЗ является также основной защитой шин НН и резервной защитой элементов сети НН.

4.3.3.1.2 На трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более МТЗ предназначается для действия в качестве основной защиты при КЗ на шинах НН и в качестве резервной – при КЗ на отходящих элементах сети НН.

4.3.3.1.3 Ускорение МТЗ на трансформаторах не применяют, так как чувствительность к КЗ на выводах трансформатора обеспечивается ТО.

#### 4.3.3.2 Расчет тока срабатывания МТЗ

4.3.3.2.1 Уставки по току МТЗ должны обеспечить:

- несрабатывание защиты на отключение при послеаварийных перегрузках;
- согласование действия по току и по времени с защитами питающих и отходящих элементов;
- необходимую чувствительность при всех видах КЗ в основной зоне и в зоне резервирования.

Для отстройки защиты при послеаварийных перегрузках необходимо выбрать ее ток срабатывания большим, чем:

- ток самозапуска электродвигателей, питаемых от трансформатора;
- ток перегрузки при отключении параллельно работающего трансформатора или при действии АВР, в результате которого к работающему с нагрузкой трансформатору подключается дополнительная нагрузка.

4.3.3.2.2 По условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки ток срабатывания защиты  $I_{с.з.тр.}, А$ , рассчитывают по формуле

$$I_{с.з.тр.} = \frac{k_{отс.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.} \quad (4.19)$$

где  $k_{отс.}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска;

$I_{раб.макс.}$  – максимальный рабочий ток защищаемого трансформатора, с учетом допустимой длительной перегрузки в аварийных условиях может быть равен  $1,4 \cdot I_{ном.тр}$  на подстанциях без АВР на стороне НН и  $0,7 \cdot I_{ном.тр}$  на подстанциях с АВР;

$k_{в} = 0,95$  - коэффициент возврата.

4.3.3.2.3 При действии АВР к трансформатору Тр1 подключается заторможенная нагрузка отключившегося трансформатора Тр2 (см. рисунок 4.23).

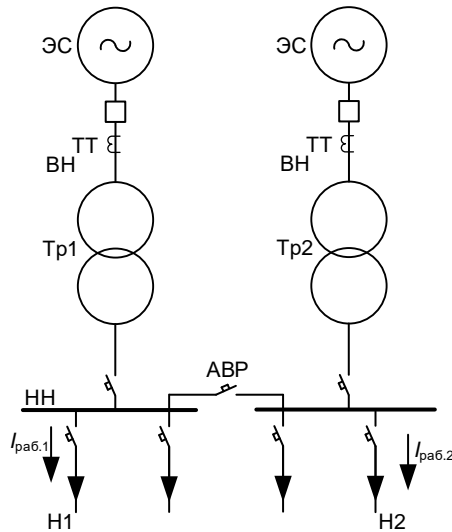


Рисунок 4.23 – Первичная схема двухтрансформаторной подстанции с АВР на стороне НН

По условию отстройки тока перегрузки при действии АВР трансформаторов ток срабатывания МТЗ  $I_{\text{МТЗ с.з.}}, \text{A}$ , выбирают по формуле

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс.}}}{k_{\text{в}}} \cdot (k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.2.макс.}} + k'_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{раб.1.макс.}}), \quad (4.20)$$

где  $k_{\text{отс.}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{\text{в}} = 0,95$  – коэффициент возврата;

$k_{\text{сзп}}$  – коэффициент самозапуска;

$I_{\text{раб.2.макс.}}$  – максимальный рабочий ток нагрузки Н2, приведенный к стороне ВН. В схеме с АВР принимается равной  $0,7 I_{\text{ном.тр.2}}$ , чтобы не допустить опасной перегрузки трансформатора после АВР, А;

$k'_{\text{отс.}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока нагрузки Н1 из-за снижения напряжения на шинах НН при подключении к трансформатору Тр1 после АВР заторможенных двигателей нагрузки Н2. Значение этого коэффициента для нагрузки, в основном состоящей из двигателей, участвующих в самозапуске, принимается равным 1,5;

$I_{\text{раб.1.макс.}}$  – максимальный рабочий ток нагрузки Н1, приведенный к стороне ВН трансформатора, А. В схеме с АВР максимальный рабочий ток нагрузки принимается равной  $0,7 \cdot I_{\text{ном.тр.2}}$ , чтобы не допустить опасной перегрузки трансформатора после АВР.

4.3.3.2.4 Согласование МТЗ по току с защитами предыдущих элементов выполняют в соответствии с рекомендациями, приведенными в 4.1.5. При этом рекомендуется учитывать влияние токов нагрузки (рисунок 4.24).

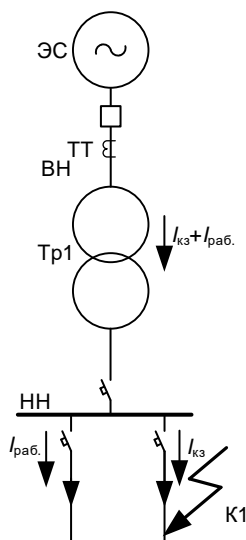


Рисунок 4.24 – Токораспределение при удаленном КЗ в сети НН

При применении в качестве защитных устройств автоматических выключателей МТЗ трансформатора согласуют с вводным автоматическим выключателем, а если согласование невозможно, то с секционным и автоматическими выключателями отходящих присоединений.

4.3.3.2.5 При выполнении защитой функций основной защиты трансформатора со схемой соединения обмоток D/Yo и трехфазным подключением устройства защиты, чувствительность по току определяется при металлическом КЗ на шинах НН в точке К1 (рисунок 4.25) по формуле

$$k_{\text{чув.с.з.тр.}} = \frac{I_{\text{КЗ НН}}^{(1)}}{I_{\text{с.з.тр.}}} \quad (4.21)$$

где  $I_{\text{КЗ НН}}^{(1)}$  – минимальное значение тока КЗ на шинах НН, приведенное к стороне ВН, А. Значение тока определяется в минимальном режиме системы, в качестве расчетного принимается однофазное КЗ;

$I_{\text{с.з.тр.}}$  - ток срабатывания МТЗ трансформатора, А.

Согласно векторной диаграммы токов на стороне ВН трансформатора D/Yo, полные токи на стороне ВН трансформатора в  $\sqrt{3}$  раз меньше полного тока однофазного КЗ в месте повреждения (на стороне НН), что необходимо дополнительно учитывать при пересчете тока однофазного КЗ к стороне ВН трансформатора [6]. Дополнительно желательно проверить чувствительность к не металлическому однофазному КЗ [9, 10].

4.3.3.2.6 При выполнении защитой функций основной защиты трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Yo и трехфазным подключением устройства защиты, чувствительность по току определяется при металлическом КЗ на шинах НН в точке К1 (рисунок 4.25) по формуле

$$k_{\text{чув.с.з.тр.}} = \frac{I_{\text{КЗ мин. тр.}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.тр.}}} \quad (4.22)$$

где  $I_{\text{КЗ мин. тр.}}^{(2)}$  – минимальное значение тока КЗ на шинах НН, приведенное к стороне ВН, А. Значение тока определяется в минимальном режиме системы, в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на стороне НН, также желательно дополнительно проверить чувствительность к не металлическому КЗ [10];

$I_{\text{с.з.тр.}}$  - ток срабатывания МТЗ трансформатора, А.

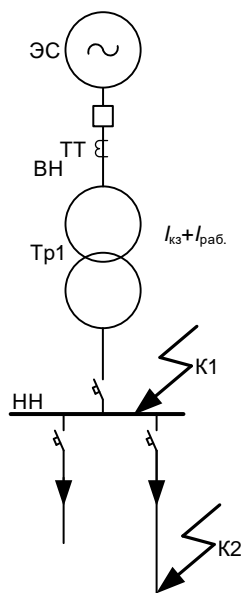


Рисунок 4.25 – Проверка чувствительности МТЗ

Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 или больше [1].

Если коэффициент чувствительности оказывается меньше указанного для трансформаторов со схемой соединения  $Y/Y_0$  или  $D/Y_0$  (при питании мощных электродвигателей с прямым пуском), то необходимо применение специальной защиты нулевой последовательности (см. 4.3.5). При применении специальной защиты нулевой последовательности чувствительность МТЗ по току проверяется для случая двухфазного КЗ.

Если коэффициент чувствительности оказывается меньше указанного, МТЗ выполняется с пуском по напряжению (см. 4.3.3.4).

4.3.3.2.7 При выполнении защитой функций резервной защиты отходящих линий НН чувствительность по току определяется при металлическом КЗ в точке К2 (рисунок 4.22) в конце линии с наибольшим сопротивлением. Ток  $I_{кз\ мин.}$  рассчитывают в соответствии с указаниями 4.3.3.2.5 при КЗ в конце линии с наибольшим сопротивлением.

Значение коэффициента чувствительности должно быть больше 1,2.

#### 4.3.3.3 Расчет времени срабатывания МТЗ

4.3.3.3.1 Время срабатывания защиты выбирается из следующих условий:

- обеспечения нагревостойкости трансформатора;
- обеспечения селективности с защитами предыдущих элементов в соответствии с 4.1.6.

4.3.3.3.2 Согласно [11] наибольшая продолжительность КЗ  $t_{кз\ макс.}$  на выводах НН трансформаторов равна 4 с.

Для МТЗ с независимой характеристикой выдержка времени не должно превышать  $t_{к\ макс.}$

Для МТЗ с зависимой характеристикой выдержка времени не должна превышать  $t_{кз\ макс.}$  при КЗ на выводах НН трансформатора.

4.3.3.3.3 При выдержке времени МТЗ менее 1 с возможно срабатывание МТЗ при включении трансформатора из-за броска тока намагничивания. Для отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора используют следующие способы:

- блокировка МТЗ по второй гармонике тока. При использовании блокировки по второй гармонике выдержка времени МТЗ не отстраивается от длительности броска тока намагничивания. Уставка по второй гармонике принимают равной 0,15;

- блокировка МТЗ при включении выключателя на время, достаточное для затухания броска тока намагничивания. Рекомендуемое время блокировки  $t_{с.з.бл.}$  от 0,5 до 1,0 с. Недостатком данного способа является замедление отключения при включении на КЗ.

#### 4.3.3.4 МТЗ с пуском по напряжению

4.3.3.4.1 Для трансформаторов 6(10)/0,4 кВ пуск МТЗ по напряжению не применяется, поскольку пусковой орган напряжения оказывается нечувствительным из-за большого остаточного напряжения при неметаллических коротких замыканиях.

Функция блокировки может быть реализована при условии установки БМРЗ-0,4 на вводе 0,4 кВ после трансформатора. БМРЗ-0,4 имеет не только блокировку собственной МТЗ, но и выходное реле блокировки, контактом которого можно заблокировать МТЗ трансформатора, установленную со стороны ВН [10].

#### 4.3.4 Защита от перегрузки

4.3.4.1 Ток срабатывания защиты от перегрузки  $I_{перегр.с.з.}$ , А, выбирают из условия возврата защиты при номинальном токе трансформатора

$$I_{перегр.с.з.} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном.тр.} \quad (4.23)$$

где  $k_{отс} = 1,05$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$I_{ном.тр.}$  – номинальный первичный ток стороны ВН трансформатора, А;

$k_B = 0,95$  - коэффициент возврата.

4.3.4.2 Защита от перегрузки может быть выполнена с действием на сигнал, на отключение части потребителей для разгрузки трансформатора, на отключение трансформатора.

4.3.4.3 На подстанциях с постоянным оперативным персоналом используют защиту от перегрузки, действующую на сигнал.

Выдержку времени ступени защиты, действующей на сигнал, выбирают из условия отстройки от времени самозапуска двигателей, питающихся от секций шин 6-10 кВ, она должна быть не менее 10 с.

4.3.4.4 На подстанциях без постоянного оперативного персонала используют защиту от перегрузки, действующую на отключение.

Выдержку времени ступени защиты, действующей на отключение части потребителей, выбирают по перегрузочной характеристике трансформатора. В случае, если разгрузка трансформатора оказалась неэффективной, защита действует на отключение трансформатора.

#### 4.3.5 Токовая защита нулевой последовательности

4.3.5.1 Токовая защита нулевой последовательности устанавливается в тех случаях, когда МТЗ на стороне ВН недостаточно чувствительна к однофазным КЗ на землю за трансформатором. Практически это имеет место на трансформаторах 6(10)/0,4 кВ со схемой соединения Y/Y<sub>0</sub>, у которых ток однофазных КЗ много меньше тока трехфазного КЗ за трансформатором.

На трансформаторах со схемой соединения D/Yo ток однофазного КЗ по значениям тока на стороне НН приближается току трехфазного КЗ, в связи с чем МТЗ на стороне ВН, как правило, оказывается чувствительна к однофазным КЗ на выводах стороны НН. Однако и в этих случаях целесообразно устанавливать токовую защиту нулевой последовательности в качестве резервной к МТЗ трансформатора и к защитным аппаратам сети НН.

4.3.5.2 Измерительным органом защиты является одно максимальное реле тока, включенное через трансформатор тока в заземленную нейтраль (рисунок 4.26).

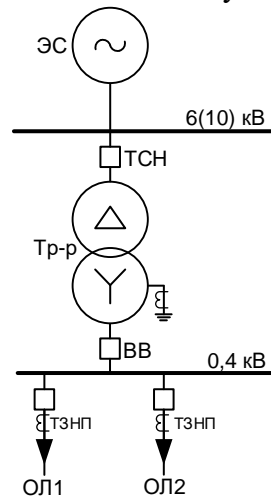


Рисунок 4.26 – Схема включения ТЗНП трансформаторов 6(10)/0,4 кВ

В нормальном режиме работы трансформатора с симметричной нагрузкой в заземленной нейтрали проходит ток небаланса, меньший, чем рабочие токи в фазах. Рассматриваемая защита должна быть надежно отстроена от небаланса нормального режима. При КЗ на землю на шинах или в сети НН через заземленную нейтраль проходит ток однофазного КЗ, вызывающий срабатывание этой защиты.

Следует отметить, что ТЗНП трансформатора следует устанавливать, даже если вводной автомат имеет встроенную защиту нулевой последовательности. При наличии ТЗНП во вводном автомате ТЗНП трансформатора выполняет функцию защиты от однофазных КЗ между обмоткой НН и автоматом.

4.3.5.3 Ток срабатывания защиты выбирают по следующим условиям:

- отстройка от токов, которые могут проходить по заземленной нейтрали обмотки НН при не симметрии нагрузки в нормальном режиме;
- согласование по току и по времени с защитами элементов, отходящих от сборки НН;
- необходимые значения коэффициента чувствительности при однофазных КЗ в основной зоне действия (на сборке НН) и в зоне резервирования (на элементах сети НН при отказе их собственных защит).

4.3.5.4 В нормальном режиме максимально допустимый ток в заземленной нейтрали для трансформаторов со схемой соединения Y/Yo равен  $0,25 \cdot I_{\text{ном.тр}}$ , для трансформаторов со схемой соединения D/Yo -  $0,75 \cdot I_{\text{ном.тр}}$ , но на практике обычно не превышает  $(0,1 \div 0,3) \cdot I_{\text{ном.тр}}$ . [10].

Для обеспечения несрабатывания защиты ток срабатывания выбирают в 1,5 - 2,0 раза выше.

4.3.5.5 Согласование по чувствительности с характеристиками автоматов и плавких вставок предохранителей мощных присоединений НН приводит к загроблению защиты трансформатора. Но отсутствие согласования по чувствительности может вызвать неселективное отключение трансформатора в тех случаях, когда защита отходящих элементов оказывается недостаточно чувствительной.

По условию согласования с автоматическими выключателями отходящих линий НН, на которых не установлена ТЗНП, ток срабатывания ТЗНП трансформатора  $I_{с.тз\text{нп тр.}, А}$ , выбирают по формуле

$$I_{с.тз\text{нп тр.}} = k_{отс.} \cdot I_g, \quad (4.24)$$

где  $k_{отс.} = 1,2$  – коэффициент надежности;

$I_g$  – уставка срабатывания по току нулевой последовательности вводного автоматического выключателя на стороне НН трансформатора, А.

По условию согласования с ТЗНП отходящих линий НН ток срабатывания ТЗНП  $I_{с.тз\text{нп тр.}, А}$ , выбирают по формуле

$$I_{с.тз\text{нп тр.}} = k_{отс.} \cdot I_{с.тз\text{нп макс.}}, \quad (4.25)$$

где  $k_{отс.} = 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$I_{с.тз\text{нп макс.}}$  – наибольший из токов срабатывания ТЗНП отходящих линий НН, А.

4.3.5.6 При выполнении защиты функций основной защиты трансформатора и/или шин НН чувствительность по току определяется при металлическом однофазном КЗ на шинах НН (рисунок 4.26) по формуле

$$k_{чув.с.з.тр.} = \frac{I_{кз\text{ нн шин.}}^{(1)}}{I_{с.тз\text{нп тр.}}}, \quad (4.26)$$

где  $I_{кз\text{ нн шин.}}^{(1)}$  – минимальное значение тока однофазного КЗ на шинах НН, А.

Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 или больше [1].

4.3.5.7 При выполнении защиты функций резервной защиты отходящих линий НН чувствительность по току определяется при металлическом КЗ в конце линии с наибольшим сопротивлением по формуле (4.29). Ток  $I_{кз\text{ мин.}}^{(1)}$  рассчитывается в конце линии с наибольшим сопротивлением.

Значение коэффициента чувствительности должно быть больше 1,2.

4.3.5.8 Если коэффициент чувствительности оказывается меньше указанного, то необходимо рассмотреть возможность установки на наиболее мощных элементах сети 0,4 кВ дополнительной ТЗНП без выдержки времени, действующей на отключение.

Следует отметить, что согласование ТЗНП с защитами элементов, отходящих от шин НН согласно [1] не считается обязательным.

4.3.5.9 ТЗНП выполняют с независимой характеристикой выдержки времени. Выдержку времени ТЗНП выбирают по условию селективности с ТЗНП предыдущих присоединений по формуле

$$t_{с.тз\text{нп}} = t_g + \Delta t, \quad (4.27)$$

где  $t_g$  – время срабатывания токовой защиты нулевой последовательности на смежном элементе сети, с;

$\Delta t$  – ступень селективности.

4.3.5.10 Для проверки выбора уставок ТЗНП рекомендуется построение карты селективности, на которой должны быть построены характеристики срабатывания ТЗНП трансформатора и ТЗНП или МТЗ отходящих присоединений.

### 4.3.6 Примеры расчета

#### 4.3.6.1 Пример расчета защиты трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Yo

4.3.6.1.1 Первичная схема питания трансформатора 6(10)/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Y/Yo приведена на рисунке 4.27.

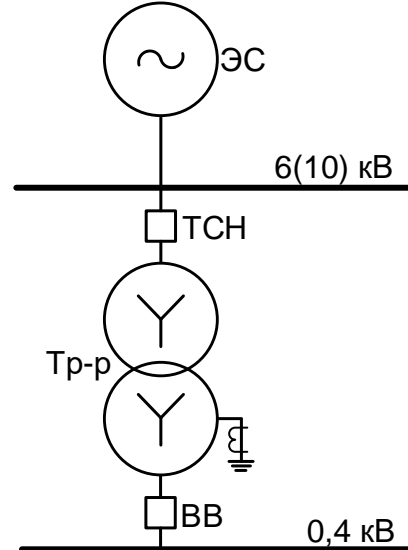


Рисунок 4.27 – Первичная схема питания трансформатора 6(10)/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Y/Yo

Характеристики трансформатора:

- тип - ТМГ-630/10-У1;
- схема и группа соединения обмоток – Y/Yo;
- $S_{\text{ном.тр.}}$  – 630 кВ·А - номинальная мощность;
- $U_{\text{ном. вн}}$  = 10 кВ - номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{\text{ном. нн}}$  = 0,4 кВ - номинальное напряжение стороны НН;
- $u_{\text{к тр.}}$  = 6 % - напряжение короткого замыкания трансформатора;
- $\Delta P_{\text{кз тр.}}$  = 6,4 кВт – активные потери при коротком замыкании в трансформаторе.

#### 4.3.6.1.2 Выбор уставок срабатывания МТЗ трансформатора на стороне ВН

Предварительно выбираемая уставка МТЗ по току срабатывания:

$$I_{\text{с.з.тр.}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 50,52 = 83,62 \text{ А,}$$

где  $k_{\text{н}}$  = 1,2 – коэффициент надежности;  $k_{\text{сзп}}$  = 1,3 – коэффициент самозапуска нагрузки, при отсутствии мощной двигательной нагрузки;  $k_{\text{в}}$  = 0,95 – коэффициент возврата.

Максимальный рабочий ток защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{раб.макс.}} = k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{ном.тр.вн}} = 1,4 \cdot 36,37 = 50,92 \text{ А,}$$

где  $k_{\text{пер}}$  = 1,4 – коэффициент перегрузки для сухого трансформатора с естественным охлаждением.

Номинальный ток трансформатора со стороны ВН:

$$I_{\text{ном.тр.вн}} = \frac{S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн}}} = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 36,37 \text{ А.}$$

Минимальный ток двухфазного КЗ за трансформатором, отнесенный к стороне ВН трансформатора:

$$I_{\text{кз мин. тр.}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ср}}}{2 \cdot \sqrt{\left( (X_{\text{сист. макс.}} + x_{\text{уд. 95}} \cdot l_{\text{тр.}} + x_{\text{тр.}})^2 + (r_{\text{уд. 95}} \cdot l_{\text{тр.}} + r_{\text{тр.}})^2 \right)}} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{((0,53 + 0,112 \cdot 0,024 + 10,35)^2 + (0,193 \cdot 0,024 + 1,78)^2)}} = 476 \text{ А,}$$

где  $l_{\text{тр.}} = 0,024$  км – длина кабельной линии до трансформатора;  $x_{\text{уд. 95}} = 0,112$  Ом/км – удельное индуктивное сопротивление жилы кабеля с жилой сечением  $95 \text{ мм}^2$ , с изоляцией из СПЭ, при прокладке фазных кабелей трилистником;  $r_{\text{уд. 95}} = 0,193$  Ом/км – удельное активное сопротивление кабеля с медной жилой сечением  $95 \text{ мм}^2$ , с изоляцией из СПЭ.

Минимальное сопротивление энергосистемы приведенное к стороне ВН рассматриваемого трансформатора:

$$X_{\text{сист. мин.}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз макс.}}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,86} = 0,47 \text{ Ом,}$$

где  $U_{\text{ср}} = 10,5$  кВ – номинальное напряжение согласно ГОСТ 721-77;  $I_{\text{кз макс.}}^{(3)} = 12,86$  кА – максимальный ток трехфазного короткого замыкания, приведенный к шинам, от которых запитывается рассматриваемый трансформатор.

Максимальное сопротивление энергосистемы приведенное к стороне ВН рассматриваемого трансформатора:

$$X_{\text{сист. макс.}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз мин.}}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,36} = 0,53 \text{ Ом,}$$

где  $I_{\text{кз мин.}}^{(3)} = 11,36$  кА – минимальный ток трехфазного короткого замыкания, приведенный к шинам, от которых запитывается рассматриваемый трансформатор.

Полное сопротивление трансформатора (без РПН):

$$z_{\text{тр.}} = \frac{u_{\text{к тр.}} \cdot U_{\text{ср}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном. тр.}}} = \frac{6 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 630 \cdot 10^3} = 10,5 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_{\text{тр.}} = \frac{\Delta P_{\text{кз тр.}} \cdot U_{\text{ср}}^2}{S_{\text{ном. тр.}}^2} = \frac{6,4 \cdot 10^3 \cdot (10,5 \cdot 10^3)^2}{(630 \cdot 10^3)^2} = 1,78 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление трансформатора (без РПН):

$$x_{\text{тр.}} = \sqrt{z_{\text{тр.}}^2 - r_{\text{тр.}}^2} = \sqrt{10,5^2 - 1,78^2} = 10,35 \text{ Ом.}$$

Проверка по коэффициенту чувствительности:

$$k_{\text{чув. с.з. тр.}} = \frac{I_{\text{кз мин. тр.}}^{(2)}}{I_{\text{с.з. тр.}}} = \frac{476}{65,7} = 5,69.$$

Уставка срабатывания реле МТЗ по току:

$$I_{\text{с.з. тр. р.}} = \frac{I_{\text{с.з. тр.}}}{k_{\text{тт тр.}}} = \frac{83,62}{20} \approx 4,18 \text{ А.}$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$k_{\text{тт тр.}} = \frac{I_{\text{ном. тт тр.}}}{I_{\text{ном. тт вт. тр.}}} = \frac{100}{5} = 20,$$

где  $I_{\text{ном. тт тр.}} = 100$  А – номинальный первичный ток ТТ;  $I_{\text{ном. тт вт. тр.}} = 5$  А – номинальный вторичный ток ТТ.

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{с.з.тр.} = t_{sd} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с,}$$

где  $t_{sd} = 0,4$  с - время срабатывания селективной токовой отсечки блока управления электронного SystemeLogic X вводного выключателя 0,4 кВ.

#### 4.3.6.1.3 Выбор уставок срабатывания ТО трансформатора на стороне ВН

##### 4.3.6.1.3.1 Предварительно выбираемая уставка ТО по току:

$$I_{с.о.тр.} = k_{отс} \cdot I_{кз макс.тр.}^{(3)} = 1,3 \cdot 552,75 = 718,52 \text{ А,}$$

где  $k_{отс} = 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$I_{кз макс.тр.}^{(3)} = 706$  А - максимальный ток трехфазного КЗ за трансформатором, отнесенный к стороне ВН.

Максимальный ток трехфазного КЗ за трансформатором, отнесенный к стороне ВН:

$$\begin{aligned} I_{кз макс. тр.}^{(3)} &= \frac{U_{ср}}{\sqrt{3 \cdot \left( (X_{сист.мин.} + x_{уд. 95} \cdot l_{тр.} + x_{тр.})^2 + (r_{уд. 95} \cdot l_{тр.} + r_{тр.})^2 \right)}} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3 \cdot \left( (0,47 + 0,112 \cdot 0,024 + 10,35)^2 + (0,193 \cdot 0,024 + 1,78)^2 \right)}} = \\ &= 552,75 \text{ А.} \end{aligned}$$

Проверка уставки ТО по коэффициенту чувствительности [1]:

$$k_{чув.с.о.тр.} = \frac{I_{кз мин. лин. к тр.}^{(2)}}{I_{с.о.тр.}} = \frac{9790}{917,8} = 16,08.$$

При коэффициенте чувствительности более 2,0 ТО будет выполнять функции второй основной защиты трансформатора, при коэффициенте чувствительности ТО меньше двух, но больше 1,2 ТО (проверка чувствительности в этом случае производится по максимальному току короткого замыкания в месте установки защиты) будет выполнять функцию дополнительной защиты трансформатора.

Минимальный ток двухфазного КЗ на вводе стороны ВН трансформатора:

$$\begin{aligned} I_{кз мин. лин. к тр.}^{(2)} &= \frac{U_{ср}}{2 \cdot \sqrt{\left( (X_{сист.макс.} + x_{уд. 95} \cdot l_{тр.})^2 + (r_{уд. 95} \cdot l_{тр.})^2 \right)}} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{\left( (0,53 + 0,112 \cdot 0,024)^2 + (0,193 \cdot 0,024)^2 \right)}} = 9790 \text{ А.} \end{aligned}$$

Уставка ТО по току:

$$I_{с.о.тр.р.} = \frac{I_{с.о.тр.}}{k_{тт тр.}} = \frac{718,52}{20} \approx 35,93 \text{ А.}$$

Время срабатывания ТО  $t_{с.о.тр.} = 0,0$  с при условии ввода перекрёстной блокировки ТО по второй гармонике тока со стороны питающего напряжения.

#### 4.3.6.1.4 Выбор уставок защиты от перегрузки трансформатора

##### 4.3.6.1.4.1 Выбор уставок защиты от перегрузки трансформатора по току:

$$I_{с.з.перегруз.тр.} = \frac{k_{пер}}{k_{в}} \cdot I_{ном.тр.вн} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 36,37 = 40,2 \text{ А,}$$

где  $k_{пер} = 1,05$  – коэффициент длительно допустимой перегрузки трансформатора.

Уставка срабатывания реле защиты от перегрузки трансформатора:

$$I_{\text{с.з.перегруз.тр.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.перегруз.тр.}}}{k_{\text{тт тр.}}} = \frac{83,62}{20} \approx 2,01 \text{ А.}$$

#### 4.3.6.1.5 Выбор уставок срабатывания ТЗНП трансформатора на стороне НН с глухозаземленной нейтралью

4.3.6.1.5.1 ТЗНП в нейтрали трансформатора следует устанавливать даже в тех случаях, когда вводной выключатель имеет встроенную защиту от однофазных КЗ. Это объясняется тем, что встроенная в выключатель защита не отключает однофазное КЗ между выключателем и обмоткой НН силового трансформатора, а чувствительность максимальной токовой защиты трансформатора, установленной со стороны ВН, может оказаться недостаточной.

Выбор уставок срабатывания ТЗНП трансформатора по току производится исходя из двух условий:

- отстройка по току срабатывания от уставки вводного автоматического выключателя на стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{с.тзмп пред.1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_g = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ А,}$$

где  $k_{\text{отс}} = 1,2$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$I_g = 1000 \text{ А}$  – уставка срабатывания по току от замыкания на землю блока управления электронного SystemeLogic X вводного выключателя 0,4 кВ;

- отстройка по току срабатывания от тока небаланса:

$$I_{\text{с.тзмп пред.1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном.тр.нн}} = 0,5 \cdot 909 \approx 455 \text{ А,}$$

где  $k_{\text{отс}} = 0,5$  – коэффициент отстройки от тока небаланса, для трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Yo.

Номинальный ток трансформатора со стороны НН:

$$I_{\text{ном.тр.нн}} = \frac{S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном. нн}}} = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 909 \text{ А.}$$

Из двух предварительной выбранных уставок выбирается большая:

$$I_{\text{с.тзмп}} = I_{\text{с.тзмп пред.1}} = 1200 \text{ А.}$$

Проверка по коэффициенту чувствительности:

$$k_{\text{чув.с.тзмп.}} = \frac{I_{\text{кз нн шин.}}^{(1)}}{I_{\text{с.тзмп тр.}}} = \frac{3840}{1200} = 3,19,$$

где  $I_{\text{кз нн шин.}}^{(1)} = 3830 \text{ А}$  – ток однофазного короткого замыкания на шинах стороны НН трансформатора.

Время срабатывания ТЗНП трансформатора:

$$t_{\text{с. тзмп.}} = t_g + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с,}$$

где  $t_g = 0,2 \text{ с}$  - время срабатывания защиты от замыкания на землю блока управления электронного SystemeLogic X вводного выключателя 0,4 кВ.

#### 4.3.6.2 Пример расчета защиты трансформатора со схемой соединения обмоток D/Yo

4.3.6.2.1 Первичная схема питания трансформатора 6(10)/0,4 кВ со схемой соединения обмоток D/Yo приведена на рисунке 4.28.

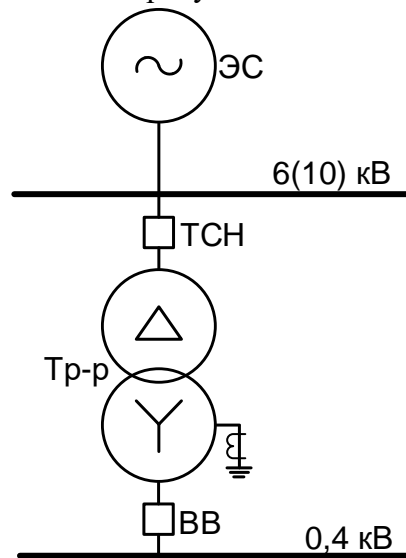


Рисунок 4.28 – Первичная схема питания трансформатора 6(10)/0,4 кВ со схемой соединения обмоток D/Yo

Характеристики трансформатора:

- тип - ТМГ-630/10-У1;
- схема и группа соединения обмоток – D/Yo;
- $S_{\text{ном.тр.}}$  – 630 кВ·А - номинальная мощность;
- $U_{\text{ном. вн}}$  = 10 кВ - номинальное напряжение стороны ВН;
- $U_{\text{ном. нн}}$  = 0,4 кВ - номинальное напряжение стороны НН;
- $u_{\text{к тр.}}$  = 6 % - напряжение короткого замыкания трансформатора;
- $\Delta P_{\text{кз тр.}}$  = 6,4 кВт – активные потери при коротком замыкании в трансформаторе.

##### 4.3.6.2.2 Уставка срабатывания МТЗ трансформатора на стороне ВН

Предварительно выбираемая уставка МТЗ по току срабатывания:

$$I_{\text{с.з.тр.}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 50,52 = 83,62 \text{ А.}$$

Проверка по коэффициенту чувствительности:

$$k_{\text{чув.с.з.тр.}} = \frac{I_{\text{кз нн}}^{(1)}}{I_{\text{с.з.тр.}}} = \frac{204,35}{83,62} = 2,44,$$

где  $I_{\text{кз нн}}^{(1)} = 204,35 \text{ А}$  – ток однофазного КЗ, на стороне НН, с глухозаземленной нейтралью, приведенный к стороне ВН [10]. Значения коэффициента чувствительности при минимальном токе междуфазного металлического КЗ на шинах в сети с глухозаземленной нейтралью должно быть не менее 1,5 [1], однако допускается его снижение до 1,2 при КЗ через переходное сопротивление. [10].

Уставка МТЗ, приведенная к вторичному току:

$$I_{\text{с.з.тр.вт.}} = \frac{I_{\text{с.з.тр.}}}{k_{\text{тт тр.}}} = \frac{83,62}{20} \approx 4,18 \text{ А.}$$

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{с.з.тр} = t_{sd} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с.}$$

4.3.6.2.3 Выбор уставок срабатывания ТО трансформатора на стороне ВН производится аналогично ранее приведенному в 4.3.6.1.3.

4.3.6.2.4 Выбор уставок защиты от перегрузки трансформатора, производится аналогично ранее приведенному в 4.3.6.1.4.

4.3.6.2.5 Выбор уставок срабатывания ТЗНП трансформатора на стороне НН с глухозаземленной нейтралью

4.3.6.2.5.1 Выбор уставок срабатывания ТЗНП трансформатора по току производится исходя из двух условий:

- отстройка по току срабатывания от уставки вводного автоматического выключателя на стороне НН трансформатора:

$$I_{с.тзмп \text{ тр.пред.1}} = k_{отс.} \cdot I_g = 1,2 \cdot 1000 = 1200 \text{ А};$$

- отстройка по току срабатывания от тока небаланса:

$$I_{с.тзмп \text{ тр.пред.2}} = k_{отс.} \cdot I_{ном.тр.нн} = 0,6 \cdot 909 \approx 545 \text{ А},$$

где  $k_{отс.} = 0,6$  – коэффициент отстройки от тока небаланса, для трансформатора со схемой соединения обмоток D/Yo [10].

Из двух предварительной выбранных уставок выбирается большая:

$$I_{с.тзмп \text{ тр.}} = I_{с.тзмп \text{ тр.пред.1}} = 1200 \text{ А.}$$

Проверка по коэффициенту чувствительности:

$$k_{чув.с.тзмп} = \frac{I_{кз \text{ нн шин.}}^{(1)}}{I_{с.тзмп \text{ тр.}}} = \frac{6638}{1200} = 5,53,$$

где  $I_{кз \text{ нн шин.}}^{(1)} = 6638 \text{ А}$  – ток однофазного короткого замыкания на шинах стороны НН трансформатора.

Время срабатывания ТЗНП трансформатора:

$$t_{с. тзмп} = t_g + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

где  $t_g = 0,2 \text{ с}$  - время срабатывания защиты от замыкания на землю блока управления электронного SystemeLogic X вводного выключателя 0,4 кВ.

#### 4.4 Защита вводного и секционного выключателя

##### 4.4.1 Общие требования к защита вводного и секционного выключателей

4.4.1.1 В распределительных сетях часто применяют одну секционированную систему сборных шин. Каждая секция при этом питается от разных источников через вводные выключатели ВВ1 и ВВ2 (рисунок 4.29). В нормальном положении СВ отключен. При пропадании питания от одного источника происходит переключение обесточенной секции на соседнюю посредством АВР.

На ВВ и СВ применяют следующие токовые защиты:

- МТЗ;
- ТО с выдержкой времени.

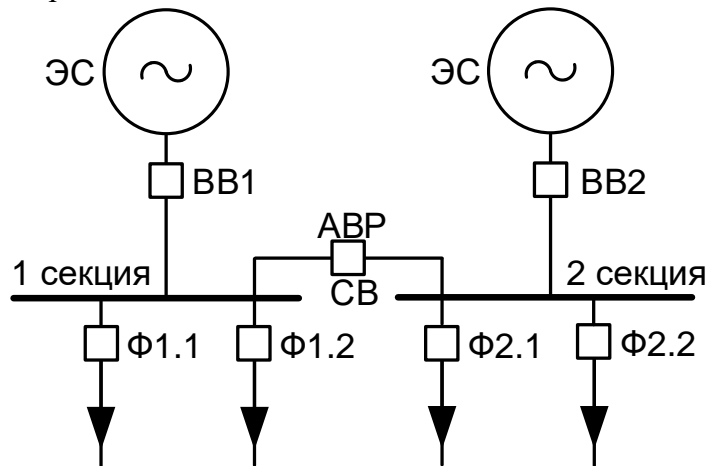


Рисунок 4.29 – Первичная схема подстанции с секционированной системой сборных шин

##### 4.4.2 Выбор параметров срабатывания ТО СВ

4.4.2.1 Ток срабатывания и выдержку времени ТО СВ выбирают по условию согласования с ТО без выдержки времени присоединений первой и второй секции шин, согласно 4.1.5 и 4.1.6. При этом должны быть рассмотрены два случая:

- питание 2 секции через СВ при отключенном ВВ2;
- питание 1 секции через СВ при отключенном ВВ1.

##### 4.4.3 Выбор параметров срабатывания МТЗ СВ

4.4.3.1 При включении СВ действием АВР через него протекает ток подключенной секции, который превышает рабочий ток.

Первичный ток срабатывания защиты секционного выключателя, по условию отстройки от самозапуска двигателей нагрузки после восстановления питания действием АВР, рассчитывают по формуле

$$I_{с.з.св} = \frac{k_{отс} \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{раб.макс.} \quad (4.28)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска;

$I_{раб.макс.}$  – максимальный рабочий ток подключенной секции с учетом допустимой длительной перегрузки в аварийных условиях, А;

$k_B$  – коэффициент возврата.

4.4.3.2 Согласование МТЗ по току с защитами предыдущих элементов выполняют в соответствии с рекомендациями, приведенными в 4.1.6.

4.4.3.3 При выполнении защитой функций основной защиты шин чувствительность по току определяется при металлическом КЗ на шинах по формуле

$$k_{\text{чув.с.з.св}} = \frac{I_{\text{кз мин.}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.св}}}, \quad (4.29)$$

где  $I_{\text{кз мин.}}^{(2)}$  – минимальное значение тока КЗ на шинах НН, А;

$I_{\text{с.з.св}}$  - ток срабатывания защиты секционного выключателя, А.

Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 или больше [1].

4.4.3.4 При выполнении защитой функций резервной защиты отходящих линий чувствительность по току определяется при металлическом КЗ в конце линии с наибольшим сопротивлением. Ток  $I_{\text{кз мин.}}^{(2)}$  рассчитывают в конце линии с наибольшим сопротивлением.

4.4.3.5 Время срабатывания МТЗ СВ выбирается из условия обеспечения селективности с защитами присоединений первой и второй секции шин (см. 4.1.6).

#### 4.4.4 Выбор параметров срабатывания ТО ВВ

4.4.4.1 Ток срабатывания и выдержку времени ТО ВВ1 и ТО ВВ2 выбирают по условию согласования с ТО СВ согласно 4.1.5 и 4.1.6.

#### 4.4.5 Выбор параметров срабатывания МТЗ ВВ

4.4.5.1 Первичный ток срабатывания защиты вводного выключателя, по условию отстройки от перегрузки при действии АВР, выбирают по формуле

$$I_{\text{с.з.вв}} = \frac{k_{\text{отс.}}}{k_{\text{в}}} \cdot (k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.2.макс.}} + k'_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{раб.1.макс.}}), \quad (4.30)$$

где  $k_{\text{отс.}}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{\text{в}} = 0,95$  - коэффициент возврата;

$k_{\text{сзп}}$  – коэффициент самозапуска;

$I_{\text{раб.2.макс.}}$  – максимальный рабочий ток нагрузки секции, подключенной при АВР, А;

$k'_{\text{отс.}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока нагрузки из-за снижения напряжения на шинах при подключении к ним после АВР заторможенных двигателей нагрузки соседней секции. Значение этого коэффициента для нагрузки, в основном состоящей из двигателей, участвующих в самозапуске, принимается равным 1,5;

$I_{\text{раб.1.макс.}}$  – максимальный рабочий ток нагрузки, А.

4.4.5.2 Согласование МТЗ ВВ по току с МТЗ СВ выполняют в соответствии с рекомендациями, приведенными в 4.1.5.

4.4.5.3 При выполнении защитой функций основной защиты шин чувствительность по току определяется при металлическом КЗ на шинах по формуле

$$k_{\text{чув.с.з.вв}} = \frac{I_{\text{кз мин.}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.вв}}}, \quad (4.31)$$

где  $I_{\text{кз мин.}}^{(2)}$  – минимальное значение тока КЗ на шинах, А. Значение тока определяется в минимальном режиме системы;

$I_{\text{с.з.вв}}$  – ток срабатывания защиты вводного выключателя, А.

Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 или больше [1].

4.4.5.4 При выполнении защитой функций резервной защиты отходящих линий чувствительность по току определяется при металлическом КЗ в конце линии с наибольшим сопротивлением по формуле (4.16). Ток  $I_{\text{КЗ мин.}}^{(2)}$  рассчитывают в конце линии с наибольшим сопротивлением.

Значение коэффициента чувствительности должно быть больше 1,2.

4.4.5.5 Время срабатывания МТЗ ВВ выбирается из условия обеспечения селективности с МТЗ СВ (см. 4.1.6).

## 4.5 Логическая защита шин

### 4.5.1 Общие сведения

4.5.1.1 Для быстрого отключения КЗ на шинах 6-10 кВ применяется логическая защита шин. Работа ЛЗШ основана на ускорении МТЗ вводного выключателя при отсутствии пуска МТЗ любого из присоединений, отходящих от шин, в том числе МТЗ секционного выключателя.

Ускорение МТЗ секционного выключателя выполняют при отсутствии пуска МТЗ любого из присоединений, отходящих от первой или второй секции сборных шин (рисунок 4.30).

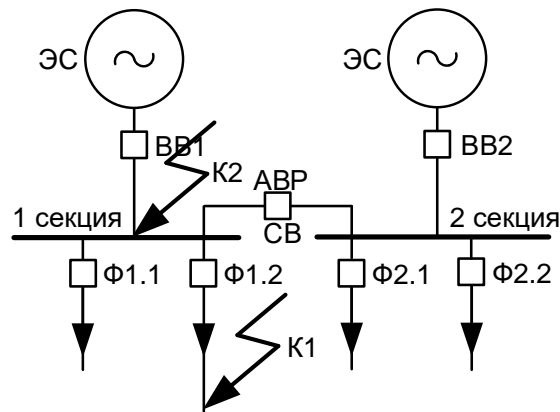


Рисунок 4.30– Первичная схема подстанции с секционированной системой сборных шин

4.5.1.2 В БМРЗ возможны последовательная и параллельная схемы ЛЗШ. Название определяется исходя из схемы соединения датчиков ЛЗШ (ЛЗШд), в качестве которых используются сигналы пуска МТЗ присоединений, отходящих от шин.

4.5.1.3 Схемы ЛЗШ ВВ и СВ при последовательном соединении датчиков приведены на рисунках 4.31 и 4.32.

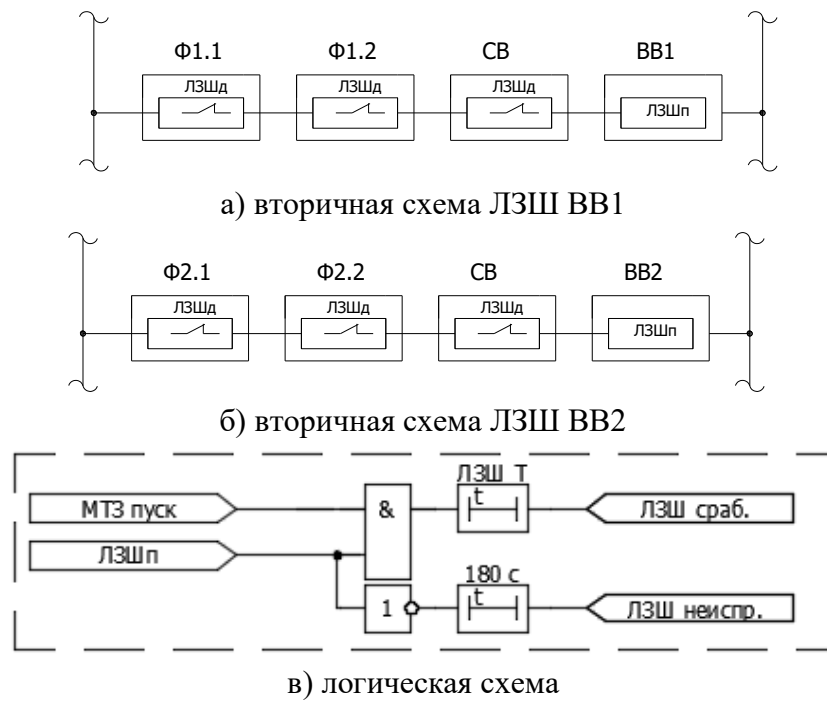


Рисунок 4.31– Реализация ЛЗШ ВВ при последовательном соединении датчиков

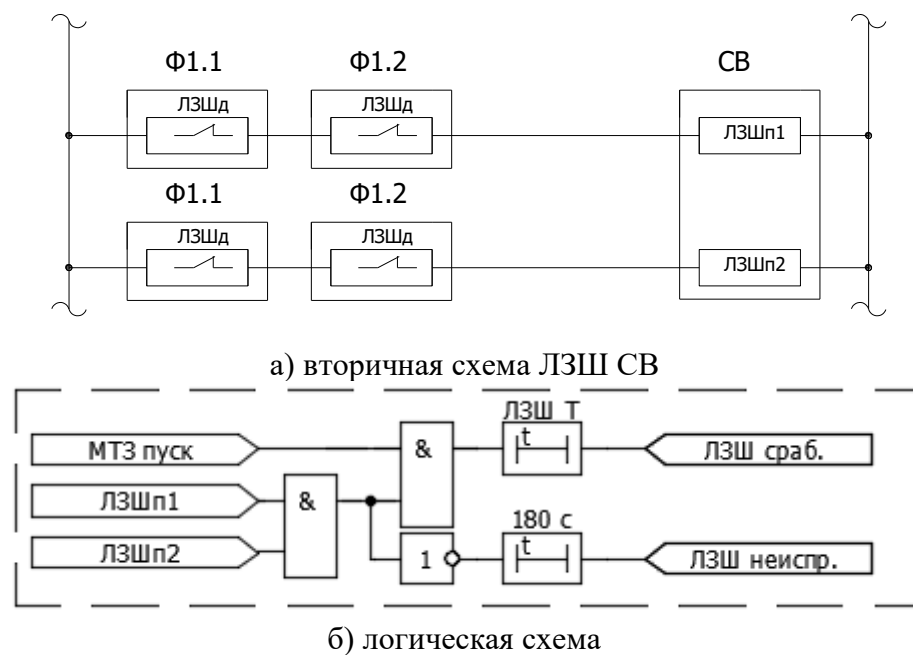


Рисунок 4.32 – Реализация ЛЗШ СВ при последовательном соединении датчиков

4.5.1.4 Схемы ЛЗШ ВВ и СВ при параллельном соединении датчиков приведены на рисунках 4.33 и 4.34.

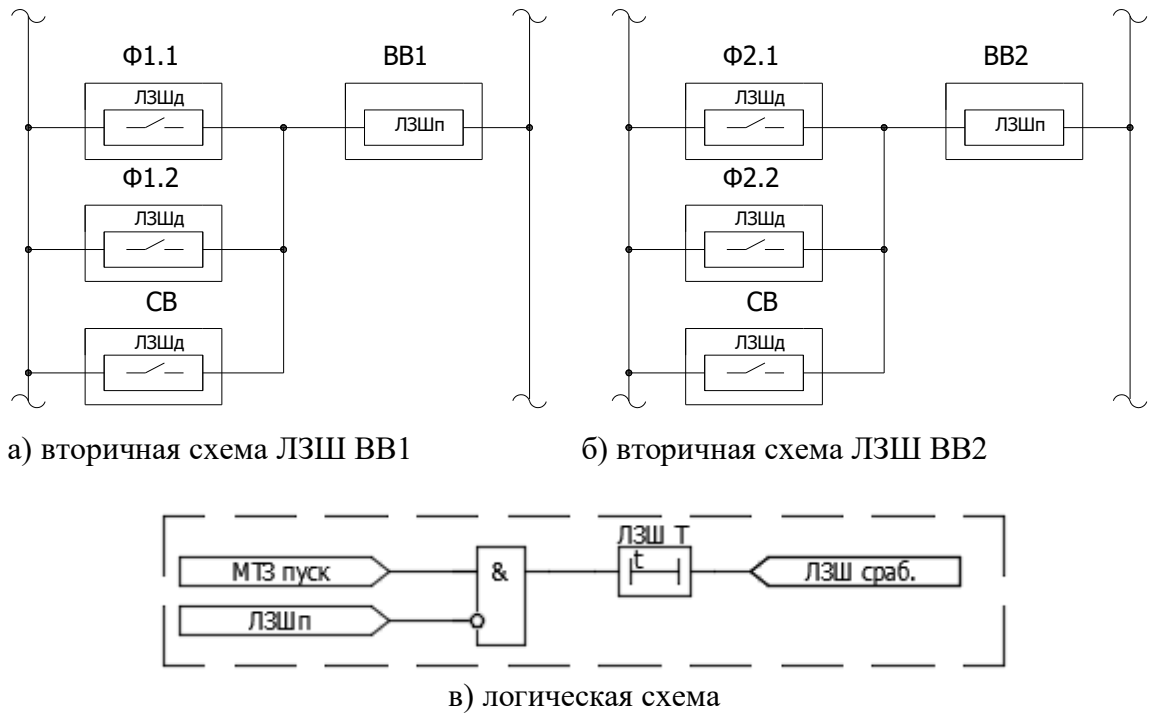


Рисунок 4.33– Реализация ЛЗШ ВВ при параллельном соединении датчиков

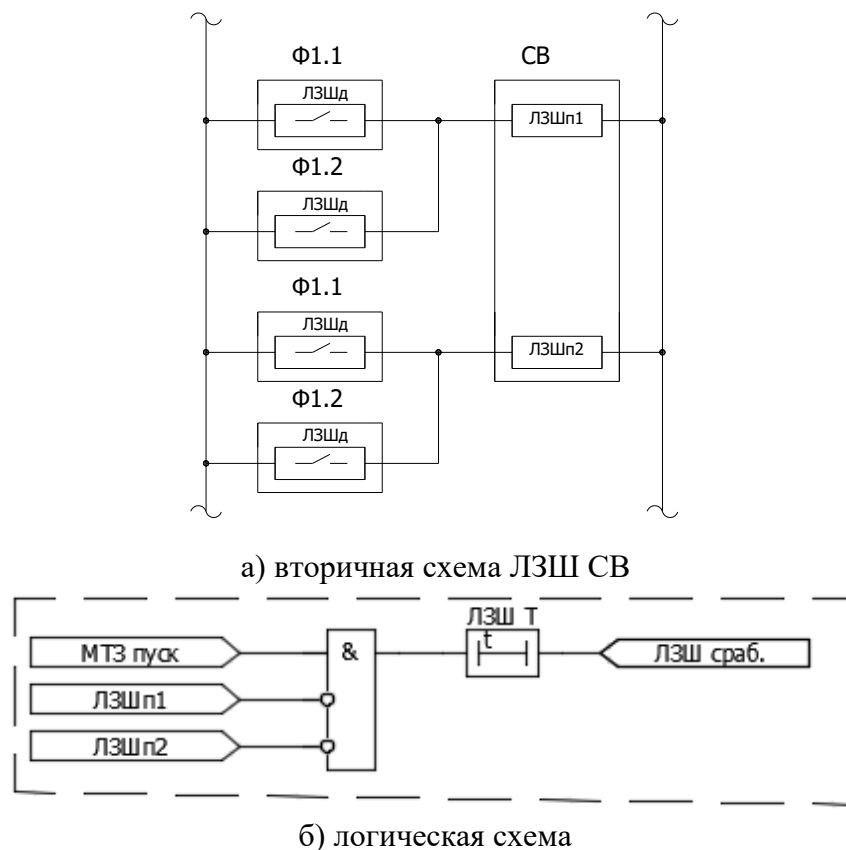


Рисунок 4.34 – Реализация ЛЗШ СВ при параллельном соединении датчиков

4.5.1.5 Наличие в логической схеме ЛЗШ секционного выключателя двух входов ЛЗШп (ЛЗШ-приемник) позволяет объединить логически, но развязать гальванически шинки ЛЗШ двух секций подстанции.

4.5.1.6 Последовательная схема ЛЗШ позволяет вести постоянный контроль вторичной цепи ЛЗШ на обрыв. При выявлении обрыва цепи ЛЗШ происходит срабатывание сигнализации. При обрыве цепи ЛЗШ КЗ на шинах отключаются с выдержкой времени МТЗ.

Возможно ускорение МТЗ ВВ и СВ при выявлении обрыва. В этом случае при обрыве цепи ЛЗШ КЗ на шинах и на отходящих присоединениях отключаются с выдержкой времени ЛЗШ.

4.5.1.7 Параллельная схема ЛЗШ отличается простотой организации вторичных цепей. Но в данной схеме отсутствует диагностика обрыва вторичных цепей, поэтому рекомендуется контролировать положения автомата шинки ЛЗШ. При КЗ на отходящем присоединении с оборванной цепью ЛЗШ происходит отключение ВВ с выдержкой времени ЛЗШ.

Во всех случаях, в том числе и при обрыве вторичных цепей, КЗ на шинах отключаются с выдержкой времени ЛЗШ.

#### **4.5.2 Выбор параметров срабатывания ЛЗШ**

4.5.2.1 Расчет тока срабатывания МТЗ ВВ, СВ и отходящих присоединений выполняют в соответствии с требованиями, приведёнными в 4.1 - 4.4.

4.5.2.2 Для предотвращения срабатывания ускоряемой ступени МТЗ ВВ или СВ из-за задержки передачи сигнала пуска МТЗ от отходящих присоединений ЛЗШ выполняют с выдержкой времени  $t_{с.лзш}$ . Выдержку времени  $t_{с.лзш}$  рекомендуется принимать равной 0,1 с [13, 14].

4.5.2.3 Выбор вторичной схемы подключения выполняют на основании технико-экономического анализа.

## 5 Защита от ОЗЗ

### 5.1 Защита от однофазных замыканий в сети с изолированной нейтралью

#### 5.1.1 Общие требования

5.1.1.1 Защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью может действовать, как на сигнал, так и на отключение в зависимости от местных условий и требований безопасности [12].

#### 5.1.2 Сигнализация о наличии замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью

5.1.2.1 Свидетельством наличия замыкания на землю будет появление напряжения нулевой последовательности. Уставка срабатывания сигнализации о наличии замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью, рассчитывается по формуле [12]

$$U_{с.зозз} = k_{зап.} \cdot U_{ном.}, \quad (5.1)$$

где  $k_{зап.} = 0,2$  – коэффициент запаса, учитывающий отстройку от напряжения небаланса;  
 $U_{ном.}$  – номинальное напряжение сети [13], В.

5.1.2.2 Проверку по чувствительности обычно проводить не требуется благодаря использованию  $k_{зап.}$ .

#### 5.1.3 Защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, с малым количеством отходящих присоединений

5.1.3.1 В сетях с малым количеством присоединений, для определения присоединения с металлическим замыканием на землю достаточно токовой защиты. Первичный ток срабатывания ЗОЗЗ в сети, рассчитывается по формуле

$$I_{с.зозз} = \frac{k_n}{k_b} \cdot (k_{бр} \cdot I_{\Sigma с.прис.} + k_{отс.} \cdot I_{нб}), \quad (5.2)$$

где  $k_n = 1,2$  – коэффициент надежности;

$k_b = 0,95$  – коэффициент возврата, для микропроцессорного блока защиты;

$k_{бр} =$  от 1 до 1,5 коэффициент броска, при времени срабатывания более 0,3 с, можно принять равным 1;

$I_{\Sigma с.прис.}$  – суммарный емкостной ток защищаемого присоединения, А. Если защищаемое присоединение выполнено разнородными элементами, например, часть присоединения выполнено кабелем, а часть – воздушной линией, то емкостные токи этих частей необходимо рассчитывать отдельно и далее суммировать;

$k_{отс.} = 1,5$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$I_{нб}$  – первичный установившийся ток небаланса, обусловленный погрешностью измерения или расчета тока нулевой последовательности, А.

В БМРЗ для среднего напряжения используется только независимая времятоковая характеристика срабатывания защиты.

5.1.3.2 Суммарный емкостной ток защищаемого присоединения, рассчитывается по формуле

$$I_{\Sigma с.прис.1} = 3 \cdot (I_{с.кл} + I_{с.вл} + I_{с.тр} + \dots + I_{с.дв}). \quad (5.3)$$

где  $I_{с.кл}$  – емкостной ток кабельной линии, А;

$I_{с.вл}$  – емкостной ток воздушной одноцепной линии, А;

$I_{с.дв}$  – емкостной ток электродвигателя, А;

$I_{с.тр}$  – емкостной ток трансформатора, А.

5.1.3.3 Емкостной ток кабельной линии, рассчитывается по формуле

$$I_{с.кл} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3}} \cdot C_{е кл} \cdot L_{кл}, \quad (5.4)$$

где  $f = 50$  Гц – частота сети;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети, кВ [13];

$C_{е кл}$  – удельная емкость кабеля, мкФ/км;

$L_{кл}$  – длина кабельной линии или части линии, выполненной кабелем, км.

5.1.3.4 Емкостной ток воздушной одноцепной линии, рассчитывается по формуле

$$I_{с.вл} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3}} \cdot C_{е вл} \cdot L_{вл}, \quad (5.5)$$

где  $U_{ном.}$  – номинальное напряжение сети, кВ [13];

$C_{е вл}$  – удельная емкость воздушной линии, выполненной не изолированными проводами [14], нФ/км (таблица 5.1);

$L_{вл}$  – длина воздушной одноцепной линии или части линии, выполненной в виде линии с воздушной изоляцией, км.

Таблица 5.1 – Удельная емкость воздушной линии, нФ/км

Марка провода	Напряжение, кВ	Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>					
		35	50	70	95	120	150
А	6 - 10	-	4,327	4,386	4,435	4,490	-
АС	6 - 10	4,304	4,327	4,386	4,468	4,511	4,578
АС	35	-	4,87	4,94	5,02	5,07	5,13

При отсутствии данных по удельной емкости воздушной линии, можно воспользоваться формулой для приближенного расчета [15]:

$$I_{с.вл} = (1,55 \div 1,9) \cdot \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3}} \cdot L_{вл} \cdot 10^{-6}. \quad (5.6)$$

где  $U_{ном.}$  – номинальное напряжение сети, кВ [13].

Для линий 6 - 10 кВ, а также линий 35 кВ без тросов принимается коэффициент 2,7; для линий 35 кВ на деревянных опорах с тросами – 3,3; на металлических опорах с тросами – 3,0.

Емкостный ток двухцепной линии

$$I_{с.двухцеп.вл} = (1,6 \div 1,3) \cdot I_{с.вл}, \quad (5.7)$$

где  $I_{с.вл}$  – емкостной ток воздушной одноцепной линии, А.

5.1.3.5 Емкостной ток электродвигателя рассчитывается по формуле

$$I_{с.дв.} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.} \cdot C_{е дв}, \quad (5.8)$$

где  $U_{ном.}$  – номинальное напряжение сети, кВ [13];

$C_{е дв}$  – емкость одной фазы неявнополюсного синхронного или асинхронного электродвигателя, рассчитывается по формуле (5.9)

$$C_{е дв} = \frac{0,0187 \cdot S_{ном.дв.} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{ном.дв.} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{ном.дв.})}}, \quad (5.9)$$

где  $S_{ном.дв.}$  – полная мощность электродвигателя, МВ·А;

$U_{ном.дв.}$  – номинальное напряжение электродвигателя, кВ.

5.1.3.6 Емкость одной фазы для явнополюсного синхронного электродвигателя [15]

$$C_{e \text{ дв}} = \frac{40 \cdot \sqrt[4]{S_{\text{ном.дв.}}^3 \cdot 10^{-6}}}{1,2 \cdot (U_{\text{ном.дв.}} + 3600) \cdot \sqrt[3]{n_{\text{ном}}}}, \quad (5.10)$$

где  $S_{\text{ном.дв.}}$  – полная мощность электродвигателя, МВ·А;

$U_{\text{ном.дв.}}$  – номинальное напряжение электродвигателя;

$n_{\text{ном}}$  – номинальная частота вращения ротора, оборотов в минуту (об/мин).

5.1.3.7 Емкостной ток фазы понижающего трансформатора, от которого образуется сеть рассматриваемого напряжения

$$I_{\text{с.тр.}} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} \cdot C_{e \text{ тр.}} \quad (5.11)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ [13];

$C_{e \text{ тр.}}$  – емкость фазы обмотки трансформатора, от которой образуется сеть рассматриваемого напряжения, по отношению к земле, Ф.

Емкость одной фазы трансформатора рекомендуется учитывать согласно графика [15] зависимости емкости по отношению к земле одной фазы обмотки низшего напряжения трансформатора от его мощности (рисунок 5.1).

5.1.3.8 Суммарный емкостной ток сети с  $n$  количеством присоединений, рассчитывается по формуле

$$I_{\Sigma \text{с}} = I_{\Sigma \text{с.прис.1}} + I_{\Sigma \text{с.прис.2}} + \dots + I_{\Sigma \text{с.прис.n}} + I_{\text{с.тр.}} \quad (5.12)$$

где  $I_{\Sigma \text{с.прис.1}}$  – суммарный емкостной ток защищаемого присоединения 1;

$I_{\Sigma \text{с.прис.2}}$  – суммарный емкостной ток защищаемого присоединения 2;

$I_{\Sigma \text{с.прис.}}$  – суммарный емкостной ток защищаемого присоединения;

$I_{\text{с.тр.}}$  – емкостной ток фазы понижающего трансформатора, от которого образуется сеть рассматриваемого напряжения.

5.1.3.9 Для повышения чувствительности защиты от однофазных замыканий дополнительно к контролю тока нулевой последовательности можно ввести контроль напряжения нулевой последовательности в соответствии с 5.1.2.1.

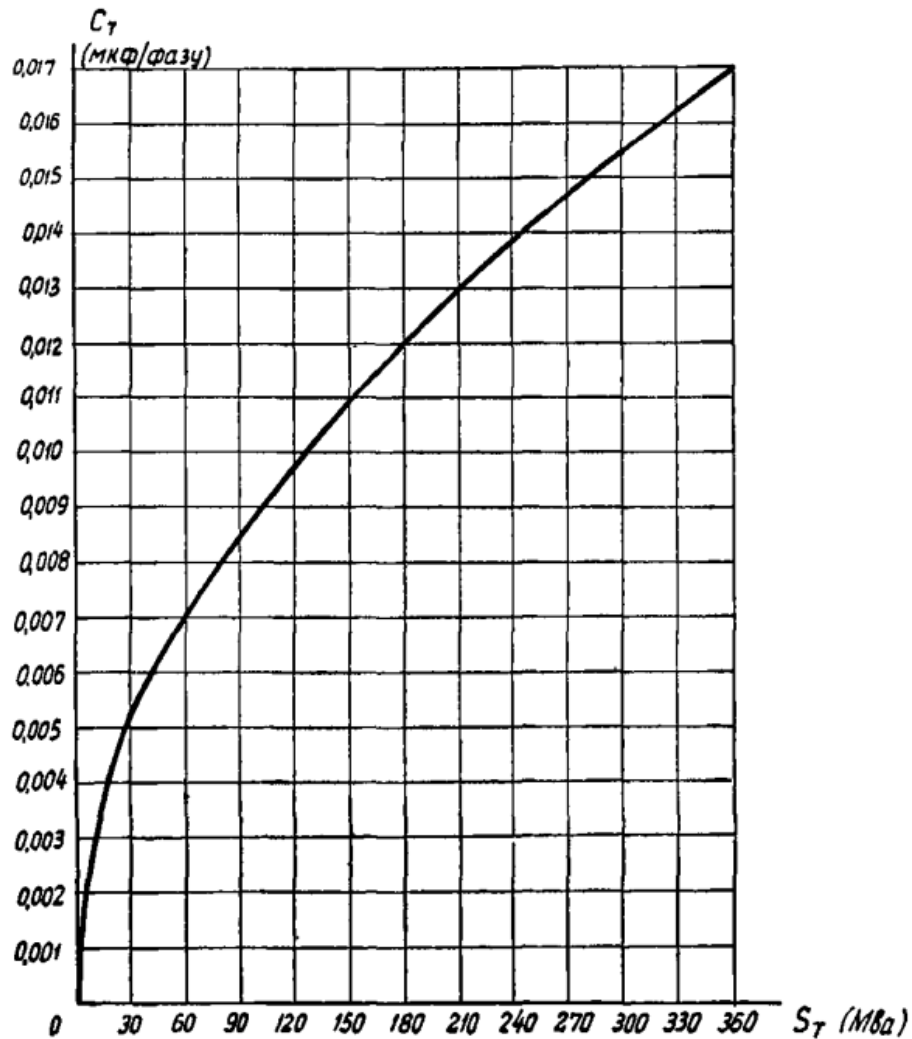


Рисунок 5.1 – График емкости по отношению к земле одной фазы обмотки НН трансформатора в зависимости от его мощности

#### 5.1.3.10 Проверка выбранной уставки по коэффициенту чувствительности

$$k_{ч. \text{зозз}} = \frac{I_{\Sigma c.}}{I_{c. \text{зозз}}}, \quad (5.13)$$

где  $I_{\Sigma c.}$  – суммарный емкостной ток сети рассматриваемого напряжения;

$I_{c. \text{зозз}}$  – ток срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю в сети.

Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 или больше [1].

5.1.3.11 Минимальная выдержка времени срабатывания не рекомендуется менее 0,05 с.

5.1.3.12 Степень селективности для микропроцессорных устройств релейной защиты рекомендуется принимать не менее  $\Delta t = 0,3$  с.

#### 5.1.3.13 Время срабатывания

$$t_{c. \text{зозз}} = t_{c. \text{зозз смеж.}} + \Delta t, \quad (5.14)$$

где  $t_{c. \text{зозз смеж.}}$  – время срабатывания защиты от замыкания на землю, на смежном элементе сети;

$\Delta t$  – степень селективности.

### 5.1.4 Защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, с большим количеством отходящих присоединений

5.1.4.1 В сетях с большим количеством присоединений, кроме уставки по напряжению нулевой последовательности 5.1.2.1 и по току нулевой последовательности 5.1.3.1, также необходимо контролировать направление мощности нулевой последовательности:

- при емкостном токе одного присоединения равном и составляющем более половины суммарного емкостного тока сети;
- при наличии последовательных участков с установленными ЗОЗЗ;
- при недостаточной чувствительности ненаправленных защит.

5.1.4.2 Первичный ток срабатывания направленной защиты от однофазных замыканий на землю  $I_{с.зозз}$ , А, выбирают по формуле

$$I_{с.зозз} = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб}}{k_{в}}, \quad (5.15)$$

где  $k_{отс} = 1,5$  - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас;

$k_{в}$  – коэффициент возврата;

$I_{нб}$  – первичный ток небаланса, А.

При подключении БМРЗ к ТТНП рекомендуемое значение вторичного тока небаланса  $I_{нб\text{ вт.}}$  10 мА. В дальнейшем, значение может быть уточнено по опыту эксплуатации.

Первичный ток небаланса, рассчитывают по формуле

$$I_{нб} = I_{нб\text{ вт.}} \cdot k_{тт\text{ нп}}, \quad (5.16)$$

где  $I_{нб\text{ вт.}}$  – вторичный ток небаланса, А;

$k_{тт\text{ нп}}$  – коэффициент трансформации ТТНП.

Дополнительно необходимо выполнить отстройку от небаланса при самозапуске нагрузки. Рекомендуемое значение вторичного тока небаланса при самозапуске  $I_{нб\text{ вт.}}$  30 мА. Значение  $I_{нб\text{ вт.}}$  уточняется по опыту эксплуатации.

Для предотвращения срабатывания защиты от ОЗЗ при внутренних КЗ рекомендуется блокировать защиту при пуске МТЗ.

5.1.4.3 Если защита реагирует на расчетный ток нулевой последовательности или подключена в обратный провод, первичный ток небаланса  $I_{нб}$ , А, рассчитывают по формуле

$$I_{нб} = 0,03 \cdot I_{\text{раб.макс.}}, \quad (5.17)$$

где  $I_{\text{раб.макс.}}$  – максимальный рабочий ток защищаемого присоединения, А.

При самозапуске нагрузки и внутренних КЗ отсутствие срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю обеспечивается одним из следующих способов:

- блокировка при токах больше  $I_{\text{раб.макс.}}$ ;
- увеличение уставки срабатывания в соответствии с характеристикой торможения.

5.1.4.4 Уставка срабатывания ЗОЗЗ по углу максимальной чувствительности нулевой последовательности [16] рассчитывается по формуле

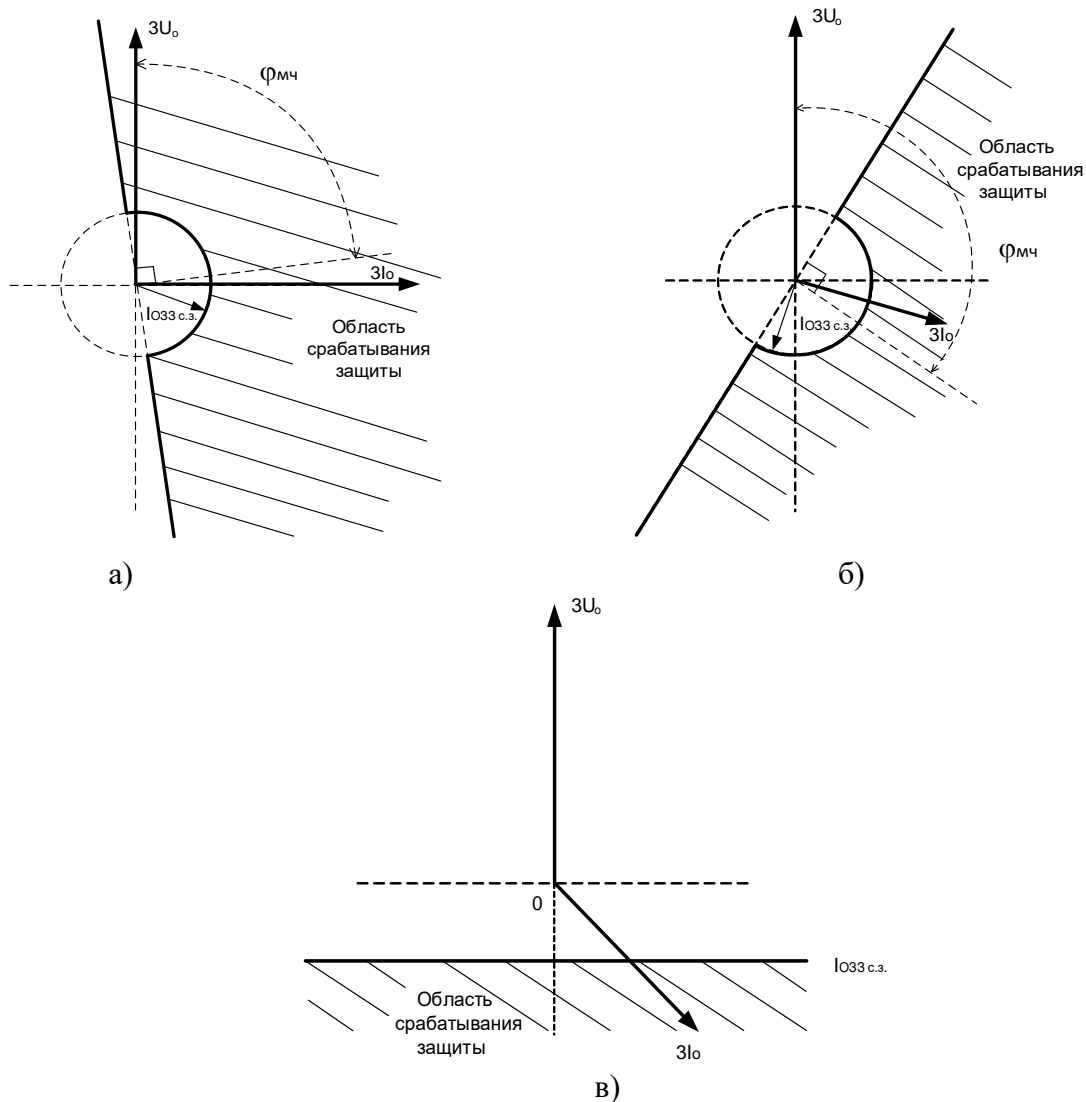
$$\varphi_{\text{м.ч.}} = 90 + \arctg\left(\frac{I_{0R}}{I_{0C}}\right), \quad (5.18)$$

где  $I_{0R}$ ,  $I_{0C}$  - активная и ёмкостная составляющие тока нулевой последовательности при внутреннем замыкании на землю, А.

Для сетей с изолированной нейтралью допустимо использовать угол максимальной чувствительности  $\varphi_{\text{м.ч.}} = 90^\circ$ .

Для сети с нейтралью, заземленной через высокоомный резистор, рекомендуемое значение угла  $\varphi_{м.ч.} = 135^\circ$ .

#### 5.1.4.5 Характеристики направленной ЗОЗЗ изображены на рисунке 5.2



а) сеть с изолированной нейтралью;

б) сеть с нейтралью, заземленной через резистор;

в) сеть с компенсированной нейтралью с включением высокоомного резистора

Рисунок 5.2 – Характеристики направленной защиты от ОЗЗ

5.1.4.6 Проверку по чувствительности производят аналогично приведённой ранее в 5.1.3.10.

5.1.4.7 Минимальная выдержка времени выбирается аналогично 5.1.3.11.

5.1.4.8 Степень селективности принимается аналогично 5.1.3.12.

5.1.4.9 Время срабатывания рекомендуется принимать аналогично 5.1.3.13.

### 5.1.5 Защита от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью при неметаллических замыканиях

5.1.5.1 Для сложных видов замыканий на землю (неметаллических), а также неустойчивых однофазных замыканий на землю (в том числе с перемежающейся дугой) рекомендуется применять специальную функцию защиты - селектор направления однофазного замыкания на землю.

5.1.5.2 Работа алгоритма СНОЗЗ основана на контроле составляющих переходного процесса ОЗЗ в первый момент возникновения замыкания на землю (пока еще не спал емкостной ток сети, т. е. первые второй - третий периода промышленной частоты). Пуск алгоритма происходит при скачкообразном увеличении напряжения  $3U_0$  сверх заданной уставки.

Одновременно алгоритм СНОЗЗ контролирует изменение направления полной мощности нулевой последовательности. При направлении мощности нулевой последовательности в сторону защищаемого объекта, срабатывания алгоритма СНОЗЗ не происходит, а при направлении в сторону шин алгоритм СНОЗЗ фиксирует наличие однофазного замыкания на защищаемом присоединении.

5.1.5.3 Для правильной работы алгоритма СНОЗЗ необходимо задать следующие уставки:

- по напряжению нулевой последовательности  $3U_0$ , рекомендуемое значение 10 В;
- тип заземления нейтрали сети изолированная или компенсированная (резистивно – заземленная).

5.1.5.4 Проверку по чувствительности СНОЗЗ производить не требуется.

5.1.5.5 Выдержка времени срабатывания СНОЗЗ не выставляется.

## **5.2 Защита от однофазных замыканий в сети с резистивным заземлением нейтрали**

### **5.2.1 Общие требования защиты от ОЗЗ**

5.2.1.1 Защита от ОЗЗ в сети организуется на всех присоединениях. При низкоомном резистивном заземлении нейтрали устанавливается максимальная токовая защита нулевой последовательности с действием на отключение поврежденного присоединения. При высокоомном резистивном заземлении нейтрали могут устанавливаться как простые токовые защиты, так и более сложные виды защит с действием на отключение или сигнал [14].

### **5.2.2 Защита от однофазных замыканий на землю в сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор**

5.2.2.1 При низкоомном резистивном заземлении нейтрали замыкание на землю должно быть отключено селективно с минимальной выдержкой времени. Значение сопротивления низкоомного резистора должно быть выбрано из условия обеспечения селективного срабатывания релейной защиты при ОЗЗ на защищаемом присоединении, также оно должно быть отстроено от броска тока замыкания на землю.

Защита от ОЗЗ в сети организуется на всех присоединениях. Устанавливается максимальная токовая защита нулевой последовательности с действием на отключение присоединений при низкоомном резистивном заземлении нейтрали.

Селективность защит нулевой последовательности присоединений определяется тем, что активная составляющая тока ОЗЗ протекает только через поврежденное присоединение, в то время как через остальные присоединения протекает только собственный емкостный ток нулевой последовательности, от которого защита отстраивается правильным выбором номинала резистора заземления нейтрали.

#### **5.2.2.2 Выбор уставок срабатывания ЗОЗЗ, в сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор для отходящих линий**

5.2.2.2.1 Выбор уставки срабатывания можно производить по формуле, указанной в 5.1.3.1, но тогда каждый раз при изменении конфигурации сети придется пересчитывать уставку по току, другой вариант выбирать уставку по минимальному току (без учета

емкостного тока сети), в соответствии с требуемым коэффициентом чувствительности СТП 09110.20.187-09. Первичный ток срабатывания ЗОЗЗ отходящей линии

$$I_{с.зо3з ол} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot R_{макс.} \cdot k_{чув.с.з.}}, \quad (5.19)$$

где  $U_{ном.}$  – номинальное напряжение сети, кВ [13];

$R_{макс.}$  – сопротивление резистора заземления нейтрали, с учетом возможной погрешности изготовления, Ом;

$k_{чув.с.з.} = 1,5$  – минимальное значение коэффициента чувствительности [1].

Данная уставка не обеспечивает селективность по току, так как на отходящих присоединениях она принимается одинаковой [14], селективность обеспечивается выдержкой времени срабатывания, чем дальше от шин, к которым подключатся ячейка резистора заземления нейтрали, тем меньше выдержка времени.

При выставлении уставки ЗОЗЗ по току в БМРЗ необходимо выбирать коэффициент трансформации трансформаторов тока нулевой последовательности, с учетом диапазона уставок ЗОЗЗ по вторичному току от 0,01 до 5,00 А или в случае подключения БМРЗ к трансформаторам тока во всех трех фазах использовать ступень ЗОЗЗ срабатывающую по превышению расчетного значения тока  $3I_0$  (рассчитываемое по трем измеренным значениям фазных токов) с диапазоном от 0,1 до 200,0 А.

5.2.2.2.2 Проверка по чувствительности защиты не требуется, так как в 5.2.2.2.1 коэффициент чувствительности учтен.

5.2.2.2.3 Минимальная выдержка времени выбирается аналогично 5.1.3.11.

5.2.2.2.4 Ступень селективности принимается аналогично 5.1.3.12.

5.2.2.2.5 Время срабатывания, принимается аналогично 5.1.3.13.

5.2.2.2.6 При включении двух или более линий параллельно, т. е. с работой на общие шины, необходимо дополнительно ввести контроль направления мощности, для обеспечения селективного срабатывания ЗОЗЗ. Угол максимальной чувствительности, реагирующей на полный ток нулевой последовательности, рекомендуется принимать  $\varphi_{м.ч.} = 45^\circ$ .

5.2.2.3 Защита от однофазных замыканий на землю секционного и вводного выключателей, в сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор

Данная защита устанавливается в ячейке резистора заземления нейтрали с действием на секционный выключатель [14].

5.2.2.3.1 Уставка срабатывания защиты с действием на секционный выключатель принимается аналогично 5.2.2.2.1.

5.2.2.3.2 Проверка по чувствительности защиты не требуется, так как в 5.2.2.2.2 коэффициент чувствительности учтен.

5.2.2.3.3 Ступень селективности принимается аналогично 5.1.3.12.

5.2.2.3.4 Время срабатывания ступени защиты резистора заземления нейтрали с действием на секционный выключатель [14] принимается аналогично 5.1.3.13 и отстраивается на ступень селективности от максимального времени срабатывания ЗОЗЗ с на отходящих присоединениях.

5.2.2.3.5 Время срабатывания ступени защиты резистора заземления нейтрали с действием на вводной выключатель своей секции шин [14] принимается аналогично 5.1.3.13 и отстраивается на ступень селективности от времени срабатывания ЗОЗЗ с действием на секционный выключатель.

5.2.2.4 Резервная защита от однофазных замыканий на землю в обмотке понижающего трансформатора, которая подключена к сети с резистивным низкоомным заземлением нейтрали

5.2.2.4.1 Данная защита устанавливается в ячейке резистора заземления нейтрали с действием на выключатель стороны ВН трансформатора (на выключатели всех сторон трансформатора, от которых может быть подпитка замыкания на землю).

5.2.2.4.2 Первичный ток срабатывания резервной ЗОЗЗ в обмотке понижающего трансформатора

$$I_{с.зозз \text{ рез.}} = \frac{k_{отс.} \cdot U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot R_{макс.}}, \quad (5.20)$$

где  $k_{отс.}$  = от 0,15 до 0,2 – коэффициент отстройки;

$U_{ном.}$  – номинальное напряжение сети, кВ [13];

$R_{макс.}$  – сопротивление резистора заземления нейтрали, с учетом возможной погрешности изготовления, Ом.

5.2.2.4.3 Проверка выбранного значения уставки по коэффициенту чувствительности

$$k_{ч. \text{ зозз рез.}} = \frac{I_{озз \text{ мин.перех.}}^{(1)}}{I_{с.з \text{ озз рез.}}}, \quad (5.21)$$

где  $I_{озз \text{ мин.перех.}}^{(1)}$  – минимальный ток (в режиме минимума энергосистемы, с учетом положения РПН трансформатора) однофазного замыкания на землю через переходное сопротивление в середине обмотки, соединённой треугольником и подключенной к сети с резистивным низкоомным заземлением нейтрали, А;

$I_{с.з \text{ озз рез.}}$  – ток срабатывания резервной ЗОЗЗ в обмотке понижающего трансформатора, А.

Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 или больше [1].

5.2.2.4.4 Степень селективности принимается аналогично 5.1.3.12.

5.2.2.4.5 Время срабатывания

$$t_{с.зозз \text{ рез.}} = t_{с.з. \text{ рез. тр.}} + \Delta t, \quad (5.22)$$

где  $t_{с.з. \text{ рез. тр.}}$  – максимальное время срабатывания резервной защиты трансформатора со стороны питающего напряжения, с;

$\Delta t$  – степень селективности.

5.2.2.5 Защита от однофазных замыканий на землю ячейки трансформатора заземления нейтрали низкоомного резистора

5.2.2.5.1 Первичный ток срабатывания ЗОЗЗ ТЗН низкоомного резистора

$$I_{с.зозз \text{ тзн}} = k_n \cdot I_{нб \text{ макс.}}, \quad (5.23)$$

где  $k_n = 1,2$  – коэффициент надежности;

$I_{нб \text{ макс.}}$  – ток небаланса трансформатора тока нулевой последовательности, А.

Ток небаланса трансформатора тока нулевой последовательности

$$I_{нб \text{ макс.}} = I_{нб.300} \cdot \frac{I_{кз \text{ макс.}}^{(3)}}{300}, \quad (5.24)$$

где  $I_{нб.300} = 1100$  мА – ток небаланса при протекании по кабелю тока 300 А;

$I_{кз \text{ макс.}}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в максимальном режиме работы, который может протекать через трансформатор тока, А.

## 5.2.2.5.2 Проверка по коэффициенту чувствительности

$$k_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{ОЗЗ мин.}}^{(1)}}{I_{\text{с.зозз тзн}}}, \quad (5.25)$$

где  $I_{\text{ОЗЗ мин.}}^{(1)}$  – минимальный ток однофазного замыкания на землю, А;

$I_{\text{с.зозз тзн}}$  – ток срабатывания ЗОЗЗ ТЗН, А.

Минимальное значение коэффициента чувствительности должно быть около 1,5 или больше [1].

Минимальный ток однофазного замыкания на землю, без учета емкостного тока сети

$$I_{\text{ОЗЗ мин.}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ном.}}}{\sqrt{3} \cdot R_{\text{макс.}}}, \quad (5.26)$$

где  $U_{\text{ном.}}$  – номинальное напряжение сети, кВ [13];

$R_{\text{макс.}}$  - сопротивление резистора заземления нейтрали, с учетом возможной погрешности изготовления, Ом.

5.2.2.5.3 При однофазном замыкании на землю ток нулевой последовательности протекает по все трем фазам ячейки ТЗН низкоомного резистора. При замыкании на землю в кабельной линии между ячейкой ТЗН низкоомного резистора и самим ТЗН низкоомного резистора будет отличаться только направление мощности нулевой последовательности, поэтому необходимо ввести РНМ нулевой последовательности, для селективного срабатывания ЗОЗЗ и контроль напряжения нулевой последовательности.

Уставка срабатывания ЗОЗЗ ячейки ТЗН по углу максимальной чувствительности нулевой последовательности [14]

$$\varphi_{\text{м.ч. зозз тзн}} = 75^\circ.$$

Уставка срабатывания ЗОЗЗ ячейки ТЗН по напряжению нулевой последовательности [13]

$$U_{\text{с. зозз тзн}} = 1500 \text{ В.}$$

5.2.2.5.4 Выдержку времени срабатывания не рекомендуется принимать менее 0,1 с.

### 5.2.3 Защита от однофазных замыканий на землю в сети с нейтралью, заземленной через высокоомный резистор

5.2.3.1 Высокоомное резистивное заземление нейтрали производится в тех случаях, когда сеть должна иметь возможность длительной работы в режиме ОЗЗ либо есть ограничения по значению тока ОЗЗ. Значение сопротивления резистора определяется, в основном, необходимостью снижения уровня перенапряжений, снижения феррорезонансных явлений, обеспечение значения тока ОЗЗ, достаточного для определения повреждённого присоединения при помощи токовых защит, работающих на сигнал или на отключение.

Селективность защит нулевой последовательности присоединений определяется тем, что активная составляющая тока ОЗЗ протекает только через повреждённое присоединение, в то время как через остальные присоединения протекает только собственный ёмкостный ток нулевой последовательности, от которого защита должна быть надёжно отстроена.

5.2.3.2 Выбор уставок срабатывания ЗОЗЗ рекомендуется выполнять аналогично 5.1.3, 5.1.4, а уставки СНОЗЗ выполнять аналогично 5.1.5.

### **5.3 Защита от однофазных замыканий в сети с резонансным заземлением нейтрали**

5.3.1 Особенностью резонансного заземления нейтрали является компенсация емкостного тока от места замыкания посредством специальных индуктивностей – дугогасящих реакторов (ДГР). Емкостный ток замыкания на землю возвращается в энергосистему через место повреждения, что, аналогично и для других составляющих тока замыкания, обусловленных проводимостями между проводом и землей. Результирующий ток в месте замыкания определяется наложением этих составляющих. Особенностью является то, что обе составляющие тока замыкания, равные по значению и противоположные по знаку, складываясь, компенсируют друг друга. Это становится возможным при наложении на емкостный ток замыкания индуктивного тока соответствующего значения.

Необходимо также учитывать, что допускается настройка ДГР с перекомпенсацией, при которой индуктивная составляющая тока замыкания на землю не превышает 5 А [16]. Таким образом организовать селективную ЗОЗЗ, использующую в качестве признаков пуска составляющие нулевой последовательности промышленной частоты, в сети с резонансным заземлением нейтрали затруднительно.

5.3.2 Для организации селективной защиты от однофазных замыканий на землю в сети с резонансным заземлением нейтрали рекомендуется применять отдельные устройства защиты, использующее принцип наложения тока пониженной или повышенной частоты.

### **5.4 Защита от однофазных замыканий в сети с комбинированным заземлением нейтрали**

5.4.1 Комбинированное заземление нейтрали применяется в случаях, когда сеть должна иметь возможность длительной работы в режиме ОЗЗ до обнаружения места ОЗЗ и устранения повреждения.

При использовании комбинированного заземления нейтрали снижается уровень перенапряжений в сети, кроме того, становится возможной организация эффективной ЗОЗЗ с действием на сигнал или на отключение с возможностью продолжительной работы сети в режиме ОЗЗ (при действии защит на сигнал).

Комбинированное заземление нейтрали кратковременно (до 10 с) в поврежденном присоединении создает ток достаточный для селективной работы простых защит от ОЗЗ. При этом сохраняется возможность длительной работы в режиме ОЗЗ.

5.4.2 При возникновении в сети ОЗЗ система управления ДГР, с выдержкой времени (от 1 до 2 с) подключает шунтирующий резистор (ШР) на время от 5 до 10 с. ШР обеспечивает активную составляющую в токе ОЗЗ значением от 20 до 30 А, что достаточно для селективной работы простых токовых защит на отключение или на сигнал. По истечении от 5 до 10 с резистор должен быть отключен.

5.4.3 Выбор уставок защит выполняется аналогично 5.2.2.1 – 5.2.2.4.

## 5.5 Примеры расчета

### 5.5.1 Пример расчета защиты от ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

5.5.1.1 Пример расчета уставок защиты от ОЗЗ приведен для схемы сети, представленной на рисунке 5.3. Сеть 10 кВ работает с изолированной нейтралью.

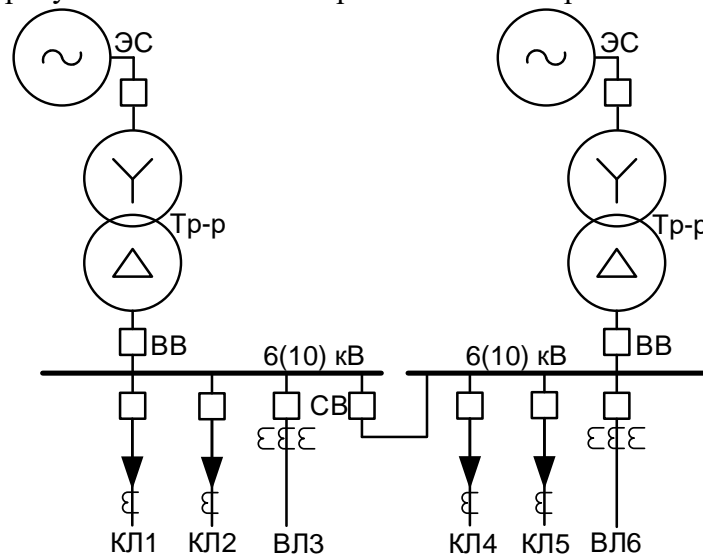


Рисунок 5.3 – Первичная схема сети с изолированной нейтралью

Параметры присоединений приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Параметры присоединений

Присоединение	Характеристика линии	Длина, км	Удельная емкость, мкФ/км	Номинальный ток, А	Тип ТТ, коэффициент трансформации
1	КЛ АПвПнг(А)-3х120	0,5	0,35	110	ТЗРЛ $k_{ТТ\text{ нп}} = 25/1$
2	КЛ АПвПнг(А)-3х95	0,3	0,32	80	ТЗРЛ $k_{ТТ\text{ нп}} = 25/1$
3	ВЛ	1,7	0,00441	70	ТОЛ-10 $k_{ТТ} = 100/5$
4	КЛ АПвПнг(А)-3х95	0,3	0,32	90	ТЗРЛ $k_{ТТ\text{ нп}} = 25/1$
5	КЛ АПвПнг(А)-3х70	0,2	0,29	80	ТЗРЛ $k_{ТТ\text{ нп}} = 25/1$
6	ВЛ	1,1	0,00441	90	ТОЛ-10 $k_{ТТ} = 100/5$

5.5.1.2 В сетях с изолированной нейтралью возможно сохранение сети в работе при однофазных замыканиях на землю. Вследствие этого защита выполняется следующим образом:

- неселективная сигнализация наличия напряжения нулевой последовательности  $3U_0$  на шинах. Данную сигнализацию выполнить в составе защит вводного выключателя в блоке с кодом БМРЗ-152-ВВ;

- селективная сигнализация ОЗЗ на присоединениях, отходящих от шин. Защиту выполнить в защите отходящих линий БМРЗ-152-КЛ.

Защита от ОЗЗ, установленная на КЛ, подключена к ТТНП. Диапазон уставок ОЗЗ РТ1 (ЗОЗЗ.1 I) от 0,01 до 4,00 (5,00) А.

Защита от ОЗЗ, установленная на ВЛ, подключена в обратный провод фазных ТТ. Диапазон уставок ОЗЗ РТ1 (ЗОЗЗ.1 I) от 0,01 до 4,00 (5,00) А.

5.5.1.3 Рассчитать емкостные токи всех присоединений.

Емкостной ток кабельной линии 1 определить по формуле<sup>1)</sup>:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-3} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 314 \cdot 0,35 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,95 \text{ А.}$$

Аналогично определить емкостной ток для остальных КЛ.

Емкостной ток ВЛ 3 определить по приближенной формуле<sup>2)</sup>:

$$I_C = 2,7 \cdot U_{\text{ном}} \cdot L \cdot 10^{-3} = 2,7 \cdot 10 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3} = 0,046 \text{ А.}$$

Аналогично определить емкостной ток ВЛ 6, результаты свести в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Емкостные токи присоединений

Присоединение	Емкостной ток, А
1	0,95
2	0,522
3	0,046
4	0,522
5	0,315
6	0,03

Емкостной ток секции 1  $I_{0\Sigma \text{ с.ш.1}} = 1,52 \text{ А}$ , секции 2  $I_{0\Sigma \text{ с.ш.1}} = 0,87 \text{ А}$ .

5.5.1.4 Первичный ток небаланса  $I_{\text{нб}}$ , А, рассчитать по формуле (5.16):

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{нб вт.}} \cdot k_{\text{ТТ нп}} = 0,01 \cdot 25 = 0,25 \text{ А.}$$

5.5.1.5 Первичный ток срабатывания защиты КЛ1

$$I_{\text{с.зозз}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} \cdot (k_{\text{бр}} \cdot I_{\Sigma \text{ с.прис.}} + k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб}}) = \frac{2,5 \cdot 0,95 + 1,5 \cdot 0,25}{0,95} = 2,9 \text{ А.}$$

5.5.1.6 Чувствительность защиты от однофазных замыканий:

$$k_{\text{чув.с.зозз}} = \frac{I_{0\Sigma \text{ с.ш.1}}}{I_{\text{с.зозз}}} = \frac{1,52}{2,9} = 0,52.$$

Коэффициент чувствительности защиты менее 1,5, поэтому необходимо применение направленной защиты.

5.5.1.7 Первичный ток срабатывания направленной защиты от однофазных замыканий на землю:

$$I_{\text{с.зозз}} = \frac{k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб}}}{k_{\text{в}}} = \frac{1,5 \cdot 0,25}{0,95} = 0,4 \text{ А.}$$

5.5.1.8 Чувствительность защиты от однофазных замыканий определить при внутреннем замыкании на землю:

$$k_{\text{чув.с.зозз}} = \frac{I_{0\Sigma \text{ с.ш.1}}}{I_{\text{с.зозз}}} = \frac{1,52}{0,4} = 3,8.$$

Коэффициент чувствительности больше 1,5, требование по чувствительности удовлетворяется.

5.5.1.9 Первичный ток срабатывания направленной защиты от однофазных замыканий на землю, приведенная к вторичному току:

$$I_{\text{с.р.зозз}} = \frac{I_{\text{с.зозз}}}{k_{\text{ТТ нп}}} = \frac{0,4}{25} = 0,016 \text{ А.}$$

<sup>1)</sup> См. формулу (6.1) [7]

<sup>2)</sup> См. формулу (6.2) [7]

Уставка  $I_{с.р.}$  входит в доступный диапазон уставок:

$$0,010 \leq I_{с.р.зозз} = 0,016 \leq 5,000.$$

5.5.1.10 Для сети с изолированной нейтралью рекомендуется устанавливать угол  $\varphi_{м.ч.} = 90^\circ$ .

5.5.1.11 Уставку по напряжению определить по условию отстройки от напряжения небаланса в нормальном режиме. Уставку по напряжению  $U_{0с.з.}$ , В, рекомендуется принимать равной 15 В.

5.5.1.12 Защита действует на сигнализацию с выдержкой времени  $t_{с.зозз}$ , равной 0,05 с.

5.5.1.13 Первичный ток срабатывания защиты ВЛЗ

$$I_{с.зозз} = \frac{k'_{отс} \cdot I_C + k''_{отс} I_{нб}}{k_B} = \frac{2,5 \cdot 0,046 + 1,5 \cdot 2,1}{0,95} = 3,43 \text{ А.}$$

5.5.1.14 Первичный ток небаланса рассчитать по формуле:

$$I_{нб} = 0,03 \cdot I_{раб.макс.} = 0,03 \cdot 70 = 2,1 \text{ А.}$$

5.5.1.15 Чувствительность защиты от однофазных замыканий определить при внутреннем замыкании на землю:

$$k_{чув.с.зозз} = \frac{I_{0\Sigma \text{ с.ш.1}}}{I_{с.зозз}} = \frac{1,52}{3,43} = 0,44.$$

Коэффициент чувствительности защиты менее 1,5, поэтому необходимо применение направленной защиты.

5.5.1.16 Первичный ток срабатывания направленной защиты от однофазных замыканий на землю  $I_{с.зозз}$ , А, выбрать по формуле (5.5):

$$I_{с.зозз} = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб}}{k_B} = \frac{1,5 \cdot 2,1}{0,95} = 3,3 \text{ А.}$$

5.5.1.17 Чувствительность защиты от однофазных замыканий определить при внутреннем замыкании на землю по формуле:

$$k_{чув.с.зозз} = \frac{I_{0\Sigma \text{ с.ш.1}}}{I_{с.зозз}} = \frac{1,52}{3,3} = 0,46.$$

Коэффициент чувствительности защиты менее 1,5, поэтому необходимо применение кабельной вставки для подключения ТТНП.

5.5.1.18 Для ускорения определения поврежденного присоединения в сети с изолированной нейтралью, при неметаллическом замыкании на землю рекомендуется вводить селектор направления однофазного замыкания на землю (СНОЗЗ) с действием на сигнал. Ввод функции СНОЗЗ производится программным ключом S28 (СНОЗЗ.1 S1). Уставки срабатывания СНОЗЗ:

- напряжение пуска СНОЗЗ (вторичное)  $3U_0 = 10 \text{ В}$ ;
- перевод действия СНОЗЗ на сигнал (программный ключ S841);
- угол максимальной чувствительности  $\varphi_{м.ч.} = 54^\circ$  для сети с режимом использования изолированной нейтрали (тип заземления нейтрали выбирается программным ключом S228).

5.5.1.19 Уставки, вводимые в блок БМРЗ-152-КЛ, установленный на КЛ1, приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Уставки для ввода в БМРЗ-152-КЛ

Обозначение в БМРЗ-152-КЛ-53_хх <sup>1)</sup>	Обозначение в БМРЗ-152-КЛ-53_2хх <sup>1)</sup>	Комментарий	Обозначение в расчете	Значение уставки
<b>Общие параметры защищаемого объекта</b>				
S21	ЗОЗЗ.1 S1	Ввод действия ОЗЗ на отключение	-	"Выведен"
S26	ЗОЗЗ.1 S2	ОЗЗ направленная	-	"Введен"
ОЗЗ РТ1	ЗОЗЗ.1 3I0	Ток срабатывания защиты от ОЗЗ, А	$I_{OЗЗ \text{ с.р.}}$	0,016
ОЗЗ РН	ЗОЗЗ.1 3U0	Напряжение срабатывания защиты от ОЗЗ, В	$U_{OЗЗ \text{ с.р.}}$	15
Ф0 МЧ	РНМнп Фмч	Угол максимальной чувствительности, °	$\varphi_{\text{м.ч.}}$	90
ОЗЗ Т1	ЗОЗЗ.1 Т	Выдержка времени первой ступени защиты от ОЗЗ, с	$t_{OЗЗ \text{ с.з.}}$	0,05
S28	СНОЗЗ.1 S1	Ввод СНОЗЗ	-	"Введен"
ОЗЗ РН	ЗОЗЗ.1 3U0	Уставка срабатывания ОЗЗ по 3U0, В	$3U_0$	10
S228	СНОЗЗ S2	Ввод для СНОЗЗ компенсированной, резистивно-заземленной - [V] / изолированной - [ ] нейтрали		"Выведен"
<sup>1)</sup> _хх, _2хх – номер редакции БФПО.				

## 5.5.2 Пример расчета ЗОЗЗ в сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор

5.5.2.1 Пример расчета уставок ЗОЗЗ приведен для схемы сети, представленной на рисунке 5.4. Сеть 10 кВ работает с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор.

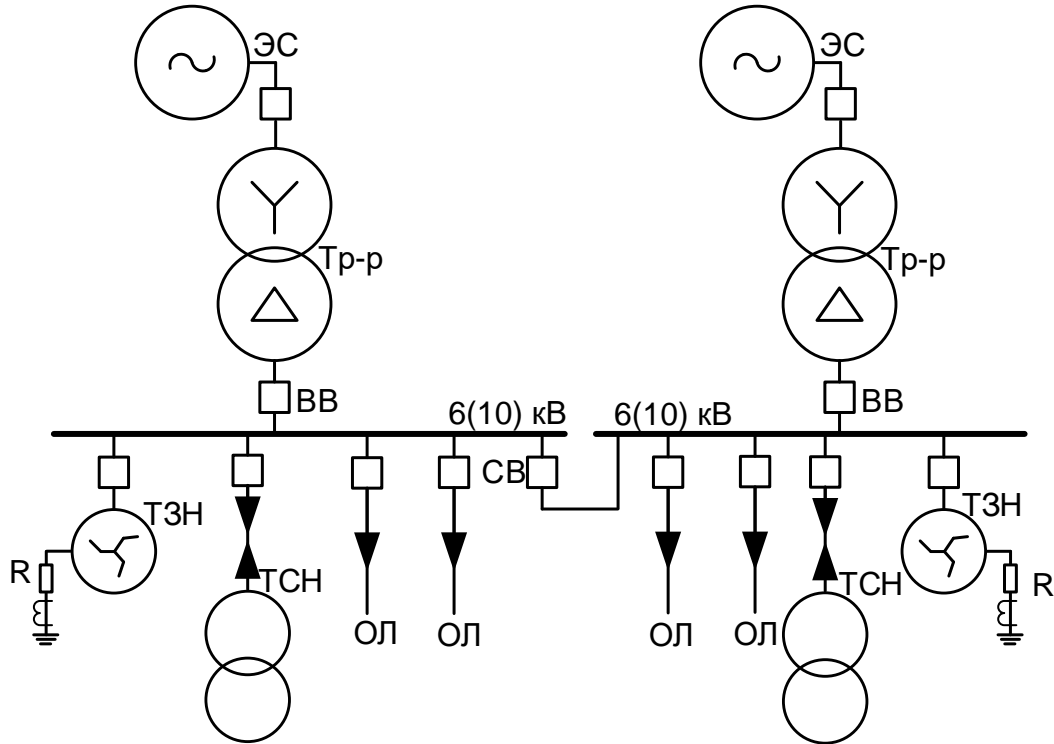


Рисунок 5.4 – Первичная схема сети с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор

5.5.2.2 Уставка срабатывания ЗОЗЗ отходящей линии.

Уставка срабатывания ЗОЗЗ по току нулевой последовательности отходящей линии:

$$I_{с.зозз ол} = \frac{I_{озз мин.}^{(1)}}{k_{чув.с.зозз}} = \frac{173,22}{1,5} \approx 114,1 \text{ А,}$$

где  $k_{чув.с.зозз} = 1,5$  – минимальный коэффициент чувствительности ЗОЗЗ для воздушных и кабельных линий [1].

Минимальный ток, протекающий через защиту от ОЗЗ на защищаемом присоединении при низкоомном резистивном заземлении нейтрали:

$$I_{озз мин.}^{(1)} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot R_{макс.}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 33,33} = 173,22 \text{ А,}$$

где  $R_{макс.} = 33,33$  – Ом сопротивление резистора заземления нейтрали, с учетом допустимой погрешности его изготовления.

Уставка срабатывания ЗОЗЗ приведенная к вторичному току:

$$I_{с.р.зозз ол} = \frac{I_{с.зозз ол}}{k_{тт нп ол}} = \frac{114,1}{70} = 1,63 \text{ А.}$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока нулевой последовательности отходящей линии:

$$k_{\text{ТТ нп ол}} = \frac{I_{\text{ном.ТТ нп ол}}}{I_{\text{ном.ТТ нп вт.ол}}} = \frac{70}{1} = 70,$$

где  $I_{\text{ном.ТТ нп ол}} = 70$  А - номинальный первичный ток ТТ нулевой последовательности отходящей линии;  $I_{\text{ном.ТТ нп вт.ол}} = 1$  А - номинальный вторичный ток ТТ нулевой последовательности отходящей линии.

Максимальный емкостной ток отходящей линии:

$$I_{C \text{ ол}} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot U_{\text{ном.}} \cdot C_{e \text{ ол}} \cdot n_{\text{пар.каб.ол}} \cdot L_{\text{ол}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,41 \cdot 10^{-6} \cdot 2 \cdot 5 = 21,25 \text{ А},$$

где  $f = 50$  Гц,  $C_{e \text{ ол}} = 0,41 \cdot 10^{-6}$  Ф/км емкость кабеля напряжением 10 кВ с жилой сечением 240 мм<sup>2</sup>;  $n_{\text{пар.каб.ол}} = 2$  - количество параллельно проложенных кабелей;  $L_{\text{ол}} = 5$  км - длина отходящей линии.

Проверка:

$$I_{C \text{ зозз ол}} \gg I_{C \text{ ол}}, \\ 114,1 \gg 21,25.$$

Время срабатывания ЗОЗЗ отходящей линии:

$$t_{c.зозз ол} = t_{c.зозз смеж.} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ с.}$$

где  $t_{c.зозз смеж.} = 0,7$  с - время срабатывания защиты на смежном (более удаленном от энергосистемы) элементе защиты сети.

### 5.5.2.3 Уставка срабатывания ЗОЗЗ ТСН.

Уставка срабатывания ЗОЗЗ по току нулевой последовательности ТСН:

$$I_{c.зозз тсн} = \frac{I_{033 \text{ мин.}}^{(1)}}{k_{\text{чув.с.зозз}}} = \frac{173,22}{1,5} = 114,1 \text{ А.}$$

Уставка срабатывания ЗОЗЗ приведенное к вторичному току

$$I_{c.p \text{ зозз тсн}} = \frac{I_{c.зозз тсн}}{k_{\text{ТТ нп тсн}}} = \frac{114,1}{70} = 1,63 \text{ А.}$$

Коэффициент трансформации ТТ нулевой последовательности ТСН:

$$k_{\text{ТТ нп тсн}} = \frac{I_{\text{ном.ТТ нп тсн}}}{I_{\text{ном.ТТ нп вт.тсн}}} = \frac{70}{1} = 70,$$

где  $I_{\text{ном.ТТ нп тсн}} = 70$  А - номинальный первичный ток ТТ нулевой последовательности ТСН;  $I_{\text{ном.ТТ нп вт.тсн}} = 1$  А - номинальный вторичный ток ТТ нулевой последовательности ТСН.

Максимальный емкостной ток кабельной линии до ТСН:

$I_{C \text{ тсн}} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot U_{\text{ном.}} \cdot C_{e \text{ тсн}} \cdot L_{\text{тсн}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,288 \cdot 10^{-6} \cdot 0,024 = 0,04$  А,  
где  $C_{e \text{ тсн}} = 0,288 \cdot 10^{-6}$  Ф/км емкость кабеля напряжением 10 кВ с жилой сечением 70 мм<sup>2</sup>;  $L_{\text{тсн}} = 0,024$  км - длина кабельной линии до ТСН.

Проверка:

$$I_{c.зозз тсн} \gg I_{C \text{ тсн}}, \\ 114,1 \gg 0,04.$$

Время срабатывания ЗОЗЗ ТСН:

$$t_{c.зозз тсн} = 0,1 \text{ с.}$$

### 5.5.2.4 Уставка срабатывания ЗОЗЗ трансформатора заземления нейтрали (ТЗН).

Уставка срабатывания защиты от ОЗЗ ТЗН по току (предварительно):

$$I_{c.зозз тзн} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб макс.}} \approx 1,2 \cdot 47,17 = 56,7 \text{ А.}$$

Тон небаланса трансформатора тока нулевой последовательности:

$$I_{\text{нб макс.}} = I_{\text{нб.300}} \cdot \frac{I_{\text{кз макс.}}^{(3)}}{300} = 1100 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{12,87 \cdot 10^3}{300} = 47,17 \text{ А},$$

где  $I_{\text{нб.300}} = 1100$  мА - ток небаланса при протекании по кабелю тока 300 А.

Уставка срабатывания ЗОЗЗ приведенная к вторичному току:

$$I_{с.р.зозз\ тзн} = \frac{I_{с\ зозз\ тзн}}{k_{тт\ нп\ тзн}} = \frac{56,7}{70} = 0,81\text{ А.}$$

Коэффициент трансформации ТТ нулевой последовательности ТЗН:

$$k_{тт\ нп\ тзн} = \frac{I_{ном.тт\ нп\ тзн}}{I_{ном.тт\ нп\ вт.тзн}} = \frac{70}{1} = 70,$$

где  $I_{ном.тт\ нп\ тзн} = 70\text{ А}$  - номинальный первичный ток ТТ нулевой последовательности ТЗН;

$I_{ном.тт\ нп\ вт.тзн} = 1\text{ А}$  – номинальный вторичный ток ТТ нулевой последовательности ТЗН.

Проверка по коэффициенту чувствительности:

$$k_{чув.с.зозз} = \frac{I_{озз\ мин.}^{(1)}}{I_{с.зозз\ тзн}} = \frac{173,22}{56,7} = 3,05.$$

Максимальный емкостной ток кабельной линии до ТЗН:

$I_{с\ тзн} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot U_{ном} \cdot C_{е\ тзн} \cdot L_{тзн} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,288 \cdot 10^{-6} \cdot 0,025 = 0,04\text{ А}$ ,  
 где  $C_{е\ тзн} = 0,288 \cdot 10^{-6}\text{ Ф/км}$  - емкость кабеля с жилой сечением  $95\text{ мм}^2$ , с изоляцией из СПЭ;  $L_{тзн} = 0,025\text{ км}$  – длина линии до трансформатора заземления нейтрали.

Проверка:

$$I_{с\ .зозз\ тзн} \gg I_{с\ тзн},$$

$$56,7 \gg 0,04.$$

Уставка срабатывания ЗОЗЗ ТЗН по напряжению срабатывания [14]:

$$U_{с.зозз\ мин.} = 1500\text{ В.}$$

Уставка срабатывания ЗОЗЗ ТЗН по углу максимальной чувствительности [14]:

$$\varphi_{м.ч.} = 75^\circ.$$

Уставка срабатывания ЗОЗЗ ТЗН по времени срабатывания [14]:

$$t_{с.зозз\ тзн} = 0,1\text{ с.}$$

5.5.2.5 Расчет уставок защиты резисторов заземления нейтрали.

Уставка срабатывания защиты резистора заземления нейтрали по току:

$$I_{с.з.резист.} = \frac{U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot R_{макс} \cdot k_{чув.с.зозз}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 33,33 \cdot 1,5} \approx 115,5\text{ А.}$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока резистора заземления нейтрали:

$$k_{тт\ резист.} = \frac{I_{ном.тт\ резист.}}{I_{ном.тт\ вт.резист.}} = \frac{200}{5} = 40,$$

где  $I_{ном.тт\ резист.} = 200\text{ А}$  - номинальный первичный ток ТТ резистора заземления нейтрали;

$I_{ном.тт\ вт.резист.} = 5\text{ А}$  – номинальный вторичный ток ТТ резистора заземления нейтрали.

Вторичный ток срабатывания защиты резистора заземления нейтрали:

$$I_{с.р.з.резист.} = \frac{I_{с.з.резист.}}{k_{тт\ резист.}} = \frac{115,2}{40} = 2,88\text{ А.}$$

Время срабатывания первой ступени защиты резистора заземления нейтрали 10 кВ с действием на СВ:

$$t_{с.зозз\ резист.св} = t_{с.зозз\ ол} + \Delta t = 1 + 0,3 = 1,3\text{ с.}$$

Время срабатывания второй ступени защиты резистора заземления нейтрали 10 кВ (действие на вводной выключатель своей секции шин 10 кВ):

$$t_{с.зозз\ резист\ вв} = t_{с.з\ озз\ резист.св} + \Delta t = 1,3 + 0,3 = 1,6\text{ с.}$$

Уставка резервной ступени защиты резистора заземления нейтрали высокочувствительной земляной защиты или резервной земляной защиты (Sensitive Earth Fault/Back-up Earth Fault) по току:

$$I_{с.з.резист.рез.} = \frac{0,2 \cdot U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot R_{макс.}} = \frac{0,2 \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 33,33} \approx 34,4\text{ А.}$$

Уставка резервной ступени защиты резистора заземления нейтрали, приведенная к вторичному току

$$I_{с.р.з.резист.рез.} = \frac{I_{с.з.резист.рез.}}{k_{тт резист}} = \frac{34,4}{40} = 0,86 \text{ А.}$$

Проверка уставки резервной ступени защиты резистора заземления нейтрали по коэффициенту чувствительности:

$$k_{ч.резист.рез.} = \frac{I_{кз рез.мин.}^{(1)}}{I_{с.з.резист.рез.}} = \frac{51,53}{34,4} \approx 1,5,$$

где  $I_{кз рез.мин.}^{(1)} = 51,53 \text{ А}$  – минимальный ток однофазного КЗ через переходное сопротивление в середине обмотки НН трансформатора, с учетом положения РПН, на стороне, где организуется резистивное низкоомное заземление нейтрали.

Время срабатывания резервной ступени защиты резистора заземления нейтрали (действие на выключатель со стороны ВН силового трансформатора (питание от энергосистемы)):

$$t_{с.зозз резист.рез.} = t_{с.з.тр.рез.} + \Delta t = 2,1 + 0,3 = 2,4 \text{ с,}$$

где  $t_{с.з.тр.рез.} = 2,1 \text{ с}$  – время срабатывания резервной защиты трансформатора со стороны ВН (питание от энергосистемы).

## Библиография

- [1] Правила устройства электроустановок. Шестое издание. – СПб.: Издательство ДЕКАН, 2005. – 464 с.
- [2] IEC 60255-3 Electrical relays. Part 3: Single input energizing quantity measuring relays with dependent or independent time. Second edition 1989-05.
- [3] Голубев М.Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4-35 кВ. М., «Энергия», 1969.
- [4] ГОСТ 2213-79 Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие технические условия. Введ. 1981-01-01.
- [5] СТО 56947007-29.120.70.305-2020 Методические указания для выбора параметров настройки и срабатывания МП устройств РЗА оборудования 6-35 кВ объектов ЕНЭС.
- [6] Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: 5-е изд., испр. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2012. – 350 с., ил.
- [7] СТО ДИВГ-058-2017. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Методические указания. СПб: ООО "НТЦ "Механотроника", 2017.
- [8] Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1981- 136 с., ил.
- [9] ГОСТ 28249-93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.
- [10] Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. Изд. 4-е, перераб. и доп. СПб.: ПЭИПК, 2017 г. - 272 с.
- [11] Байтер И.И. Защита и АВР электродвигателей собственных нужд. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1980. 104 с., ил.- (Б-ка электромонтера, Вып. 502).
- [12] Р. Вильгельм и М. Уотерс. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. – М – Л.: Госэнергоиздат, 1959.
- [13] ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения сети, источники, преобразователи и приемники электроэнергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В.
- [14] СТП 09110.20.187-09 Методические указания по заземлению нейтрали сетей 6 - 35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор.
- [15] Руководящие указания по релейной защите, вып. 5. Защита блоков генератор – трансформатор и генератор - автотрансформатор. М. - Л., «Энергия», 1963.
- [16] РД 34.20.179 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ.

УДК 621.316.925.1

Ключевые слова: резервные защиты понижающих трансформаторов, максимальная токовая защита, токовая защита нулевой последовательности, расчёт уставок, коэффициент чувствительности защиты.

**СОГЛАСОВАНО:**

Директор ДР

Начальник ОПА

Главный специалист ОПА

Главный специалист ОПА

Начальник бюро разработки  
эксплуатационной документации

**НОРМОКОНТРОЛЬ:**

Старший инженер-нормоконтролер