

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

Л. И. Евминов, А. О. Добродей

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ПРАКТИКУМ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальностей**

**1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»,
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2018

УДК 921.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73
Е19

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 27.09.2016 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Теоретические основы электротехники» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *К. М. Медведев*

Евминов, Л. И.

Е19 Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : практикум по одному. дисциплине для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)», 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. и заоч. форм обучения / Л. И. Евминов, А. О. Добродей. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. – 87 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Рассматриваются расчеты параметров срабатывания релейных защит элементов систем электроснабжения. Особое внимание уделено применению современных микропроцессорных блоков защиты, автоматики, измерения и управления электроэнергетическими объектами.

Для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)», 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» дневной и заочной форм обучения.

**УДК 921.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73**

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2018

Практическое занятие № 1

Расчет уставок защит радиальной сети. Составление карты селективности.

1.1. Защита отходящей линии

В качестве основных и резервных защит на отходящих линиях применяют:

- максимальную токовую защиту;
- токовую отсечку;
- защиту от перегрузки;

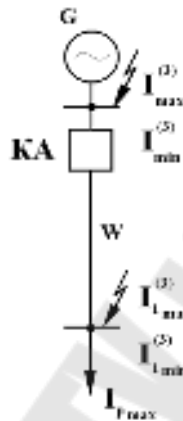


Рисунок 1.1 – Расчетная схема

1.1.1 Максимальная токовая защита (МТЗ)

$$\text{Ток срабатывания МТЗ: } I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_\epsilon} \cdot I_{p.max}, \text{ А} \quad (1.1)$$

где K_n – коэффициент надежности принимается:

- для цифровых реле ЦР – $K_n = 1,1$;
- для реле типа РСТ- $K_n = 1,1-1,2$;
- для реле типа РТ-40, РТ-80 – $K_n = 1,2$;

$K_{с.зан}$ – коэффициент самозапуска принимается:

- для бытовой нагрузки $K_{с.зан} = 1,2-1,3$;
- для сельскохозяйственных потребителей $K_{с.зан} = 1,1-1,15$;
- для общепромышленной нагрузки $K_{с.зан} = 1,8-2,5$.

K_ϵ – коэффициент возврата принимается:

- для цифровых реле ЦР – $K_\epsilon = 0,95-0,96$;
- для реле типа РСТ- $K_\epsilon = 0,9$;
- для реле типа РТ-40, РТ-80 – $K_\epsilon = 0,8$.

Выбор трансформаторов тока для РЗА

Трансформаторы тока (ТТ) служат:

- для изоляции первичных и вторичных цепей;
- для приведения величины тока к уровню удобному для измерения.

Номинальный вторичный ток ТТ составляет или 5А, или 1А.

Номинальные токи первичной обмотки ТТ могут быть: 5, 10, 15, 30, 50, 75 (80), 100, 150, 200, 300, 400, 600, (800), 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000 А.

Трансформаторы тока выбираются:

- По номинальному напряжению: $U_{\text{НТТ}} = U_{\text{сети}}$

- По номинальному току первичной обмотки выбор производится в следующей последовательности:

- Определяется ток $I_{\text{сmax}}$ в максимальном режиме нагрузки S_{max} (кВА):

$$I_{\text{сmax}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети}}}, \text{ А}, \quad (1.2)$$

где $U_{\text{сети}}$ – среднее напряжение ступени установки ТТ

- Выбирается ток первичной обмотки (желательно в большую сторону) по шкале номинальных токов первичной обмотки ТТ;
- Определяется коэффициент трансформации ТТ

$$K_I = \frac{I_{\text{ТТ ном}}}{I_{\text{II ном}}}. \quad (1.3)$$

Ток срабатывания реле МТЗ:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{K_I} \quad (1.4)$$

Выдержка времени МТЗ водится для замедления действия защиты с целью обеспечения временной селективности действия защиты последующего элемента. Для этого время срабатывания защиты последующей линии выбирается большей времени срабатывания защиты предыдущей линии:

$$t_{\text{с.з. посл}} = t_{\text{с.з. пред}} + \Delta t, \text{ с} \quad (1.5)$$

где Δt – ступень селективности.

Величина Δt состоит из следующих слагаемых: времени отключения выключателя (0,05–0,1 с), времени возврата защиты (0,05 с), погрешности по времени последующей и предыдущей защит (3–5 %) и необходимого запаса (0,05–0,1 с).

Величина Δt – ступени селективности принимается равной:

- при применении ЦР предыдущего и последующего комплектов $\Delta t = 0,2$ с.;

- при применении ЦР предыдущего, а последующего комплекта с электромеханическими или электронными реле $\Delta t = 0,3$ с.

- при применении реле РТ-40, РСТ – $\Delta t = 0,5$ с;

- при применении реле РТ-80 – $\Delta t = 0,5-0,7$ с.

Коэффициент чувствительности МТЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (1.6)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы системы;

$I_{\text{сз}}$ – ток срабатывания защиты.

Коэффициент чувствительности должен быть в соответствии с требованиями ПУЭ: $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ для основной зоны и $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ для зоны резервирования.

1.1.2 Токовая отсечка (ТО)

Ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}, \text{ А} \quad (1.7)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности принимается:

- для цифровых реле ЦР – $K_{\text{н}} = 1,2$;

- для реле типа РСТ – $K_{\text{н}} = 1,2$;

- для реле типа РТ-40 – $K_{\text{н}} = 1,2-1,4$;

- для реле типа РТ-80 – $K_{\text{н}} = 1,5-1,6$.

$I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой зоны в максимальном режиме работы системы, А.

Ток срабатывания реле ТО определяется по формуле (1.4).

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (1.8)$$

где $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в месте установки ТО в минимальном режиме работы системы, А.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки $K_{\text{ч}}$ – должен быть не менее $K_{\text{ч}} \geq 1,2$.

1.1.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{сз} = \frac{K_n}{K_\epsilon} \cdot I_{ном}, \quad (1.9)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток защищаемого оборудования, А; K_n – коэффициент надежности, принимается $K_n = 1,05$

Ток срабатывания реле защиты от перегрузки определяется по формуле (1.4).

Время действия защиты от перегрузки принимается равным $t_{сз}=5-10$ с.

1.2. Защита отходящей линии с трансформатором.

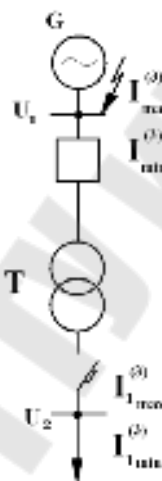


Рисунок 1.2 – Расчетная схема при наличии трансформатора с НН 0,4 кВ

Определяем номинальные токи трансформатора:

$$I_{нт.вн} = \frac{S_{н.м}}{\sqrt{3} \cdot U_1}, \text{ А} \quad I_{нт.нн} = \frac{S_{н.м}}{\sqrt{3} \cdot U_2}, \text{ А} \quad (1.10)$$

Определяем максимальный ток трансформатора с учетом его перегрузки:

$$I_{\max.вн} = K_n \cdot I_{нт.вн}; \quad I_{\max.нн} = K_n \cdot I_{нт.нн}, \quad (1.11)$$

где K_n – длительно допустимый коэффициент перегрузки трансформатора принимается для маслонаполненных трансформаторов 1.4, а для сухих – 1,25–1,27.

1.2.1 Расчёт уставок МТЗ ($I \gg I$)

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_в} \cdot I_{\max.вн}, \text{ А}, \quad (1.12)$$

где коэффициенты K_n , $K_{с.зан}$, $K_в$ принимаются такими же, как в формуле (1.1).

Ток срабатывания реле определяется по формуле (1.4).

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{МТЗ} = t_{авт.выкл} + \Delta t. \quad (1.13)$$

Величина Δt принимается такой же как и в формуле (1.5).

Коэффициент чувствительности (ток КЗ на стороне НН трансформатора приводится к U_1):

$$I_{кз.\min(U_1)}^{(3)} = I_{кз.\min(U_2)}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}, \text{ А}; \quad (1.14)$$

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{кз.\min(U_1)}^{(3)}}{I_{сз}} \quad (1.15)$$

Коэффициент чувствительности должен быть в соответствии с требованиями ПУЭ: $K_q \geq 1,5$.

1.2.2 Расчёт уставок токовой отсечки

Ток срабатывания ТО:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{k.\max(U_1)}^{(3)}, \quad (1.16)$$

$$\text{где: } I_{кз.\max(U_1)}^{(3)} = I_{кз.\max(U_2)}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}.$$

Ток срабатывания реле ТО определяется по формуле (1.4).

Коэффициент чувствительности:

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{кз.\min(U_1)}^{(3)}}{I_{сз}}. \quad (1.17)$$

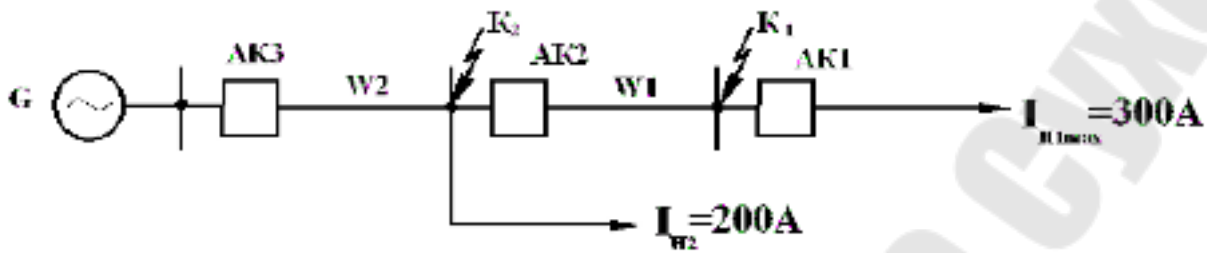
где $I_{k.\max}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в месте установки ТО в минимальном режиме работы системы, А.

Коэффициент чувствительности должен быть в соответствии с требованиями ПУЭ: $K_q \geq 1,2$.

Пример расчета № 1.1

Выбрать параметры срабатывания ТО (АК1 и АК2) и МТЗ (АК1, АК2, АК3) и определить коэффициенты чувствительности (защиты выполнены на

базе реле РТ-40) при расчёте принять $K_{c.зан} = 2,2$. Расчётная схема приведена на рисунке 1.3.



$$I_{k33 \max}^{(3)} = 16,5 \text{ кА}; I_{k32 \max}^{(3)} = 8 \text{ кА}; I_{k31 \max}^{(3)} = 4 \text{ кА};$$

$$I_{k33 \min}^{(3)} = 11,4 \text{ кА}; I_{k32 \min}^{(3)} = 7,2 \text{ кА}; I_{k31 \min}^{(3)} = 3,7 \text{ кА}.$$

Рисунок 1.3 Расчетная схема и токи КЗ к примеру расчета № 1.1

1. Расчёт уставок защит АК1

$$\text{МТЗ: } I_{c31} = \frac{K_n \cdot K_{c.зан}}{K_\epsilon} \cdot I_{n1 \max} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 300 = 990 \text{ А}, t_{c3} = 0,1 \text{ с}.$$

ТО на АК1 не устанавливается (отсутствие величин токов КЗ).

2. Расчёт уставок защит АК2.

$$\text{МТЗ: } I_{c32} = K_{зан} \cdot I_{c31} = 1,2 \cdot 990 = 1188 \text{ А}, K_{зан} = 1,2-1,4.$$

$$t_{c32} = t_{c31} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с}$$

$$K_u = \frac{0,87 \cdot I_{k31 \min}^{(3)}}{I_{c32}} = \frac{0,87 \cdot 3700}{1188} = 2,71$$

K_u по допустимому условию $K_u \geq 1,5$ соответствует требованиям ПУЭ.

ТО:

$$I_{c32} = K_{зан} \cdot I_{k31 \max}^{(3)} = 1,2 \cdot 4 = 4,8 \text{ кА}; \quad K_{зан} = 1,2-1,4.$$

$$K_u = \frac{0,87 \cdot I_{k32 \min}^{(3)}}{I_{c32}} = \frac{0,87 \cdot 7,2}{4,8} = 1,3 > 1,2 \text{ (соответствует требованиям ПУЭ)}.$$

Выдержка времени $t = 0 \text{ с}$.

3. Расчёт уставок защит АК3

МТЗ

$$1 \text{ условие: } I_{c33} = \frac{K_n \cdot K_{c.зан}}{K_\epsilon} \cdot (I_{n1 \max} + I_{n2}) = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot (300 + 200) = 1650 \text{ А}$$

$$2 \text{ условие: } I_{c33} = K_n \cdot (I_{c3AK2} + I_{n2}) = 1,2 \cdot (1188 + 200) = 1665,6 \text{ А}$$

принимая большее значение, т.е. $I_{c33} = 1665,6 \text{ А}$

Время срабатывания АК3: $t_{c33} = t_{c32} + \Delta t = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз2 min}}^{(3)}}{I_{\text{сз3}}} = \frac{0,87 \cdot 7200}{1665,6} = 3,76 \geq 1,5 \text{ (соответствует требованиям ПУЭ).}$$

ТО: АК3 (1зона)

$$I_{\text{сз3}} = K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{кз2 max}}^{(3)} = 1,2 \cdot 8 = 9,6 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз3 min}}^{(3)}}{I_{\text{сз3}}} = \frac{0,87 \cdot 11400}{9600} = 1,03 < 1,2 \text{ (не соответствует требованиям}$$

ПУЭ). Так как $K_{\text{ч}}$ ТО АК3 не соответствует требованиям ПУЭ, то необходимо применить 2-ю зону ТО.

ТО: АК3 (2зона)

$$I_{\text{сз3}}^{\text{II}} = 1,05 \cdot I_{\text{сз2}} = 1,05 \cdot 4,8 = 5,04 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз3 min}}^{(3)}}{I_{\text{сз3}}} = \frac{0,87 \cdot 11400}{5040} = 1,97 > 1,2 \text{ (соответствует требованиям ПУЭ).}$$

Время срабатывания $t_{\text{сз3}}^{\text{II}} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$

Построение карты селективности для МТЗ с независимой характеристикой срабатывания выполнено на рисунке 1.4.

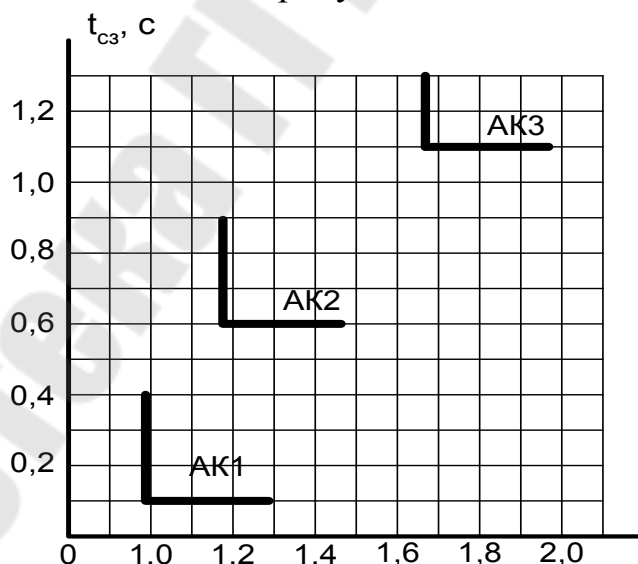


Рисунок 1.4 Карта селективности к задаче 1.1

Домашнее задание № 1

Исходные данные домашнего задания приведены в таблице 1.4, где номер варианта соответствует последней цифре зачетной книжки. Для схемы задачи № 1.1 (рисунок 1.3) определить:

-Уставки МТЗ и ТО защит АК1, АК2, и АК3 при применении **цифровых защит**. При расчётах принять $K_{с.зан} = 2,0$. Величины токов КЗ приведены на рисунке 1.3.

- Результаты расчетов свести в таблицу 1.5.
- Построить карту селективности.

Таблица 1.4

Исходные данные

Номер варианта	$U_c, \text{кВ}$	$S_{Н1}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$S_{Н2}, \text{МВ}\cdot\text{А}$
1	6	1	2
2	10	2	4
3	35	5	6
4	6	2	4
5	10	3	5
6	35	4	7
7	6	5,6	0
8	10	8	4
9	35	8	5
0	10	5	3,5

Расчетные данные и результаты расчетов МТЗ и ТО

Таблица 1.5

Наименование расчетных величин		Размерность	Обозначение и расчетная формула	АК1	АК2	АК3
Исходные данные	Ном. ток линии	А	I_n			
	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	А	K_t			
	Максимальное / Минимальное значение тока трехфазного КЗ в зоне установки защиты	А	$I_{k1max} I_{k1min}$			
	Максимальное / Минимальное значение тока трехфазного КЗ в конце защищаемой зоны	А	$I_{k2max} I_{k2min}$			
Токовая от-	Расчетные коэф-	Коэф. схемы	$K_{сх}$			

сечка	коэффициенты	Коэф.отстройки (надежн. соглашения)	Котс			
	Ток срабатывания защиты, расчетный	А	$I_{с.з.}=K_{отс} I_{к2max}$			
	Расчетная уставка срабатывания реле	А	$I_{с.р.}=I_{с.р.}/K_I$			
	Принятая уставка срабатывания реле	А	$I = (0,5 \dots 40I_N)$			
	Первичный ток срабатывания защиты	А	$I_{сз}=K_I I >>>$			
	Чувствительность защиты		$kч=0,87I_{к1min}/I_{сз};$ $kч>2$			
	Уставка времени срабатывания		$t >>> (0 \dots 300 \text{ с})$			
Максимальная токовая защита МТЗ	Расчетные коэффициенты	Коэф. отстройки (надежн. соглашения)	Котс=			
		Коэф. самозапуска	Кс.зап.=			
		Коэф. возврата	Кв.=			
	Ток срабатывания защиты, расчетный	А	$I_{с.з.}=K_{отс} I_{к2max}$			
	Расчетная уставка срабатывания реле	А	$I_{с.р.}=I_{с.р.}/K_I$			
	Принятая уставка срабатывания реле	А	$I >>> = (0,5 \dots 40I_N)$			
	Первичный ток срабатывания защиты	А	$I_{сз}=K_I I >>>$			
	Чувствительность защиты		$Kч=0,87I_{к1min}/I_{сз};$ $Kч>1.2$			
	Уставка времени срабатывания	С	$t >>> (0 \dots 300 \text{ с})$			
Защита от перегрузки $I >$	Расчетные коэффициенты	Коэф. отстройки	Котс			
		Коэф. возврата	Кв			
	Ток срабатывания защиты, расчетный	А	$I_{с.р.}=K_{отс}/(Kв)I_N$			
	Расчетная уставка срабатывания реле	А	$I_{с.р.}=I_{с.р.}/K_I$			
	Принятая уставка срабатывания реле	А	$I > (0,5 \dots 5I_N)$			
	Первичный ток срабатывания за-	А	$I_{сз}=kII >$			

	щиты					
	Уставка времени срабатывания	с	$t > (0,04 \dots 300 \text{ с})$			

Практическое занятие № 2

2.1. Секционирование сети. Реклоузеры.

Во многих случаях суммарная длина линии 6–10 кВ со всеми отпайками составляет десятки километров. Количество подстанций 6–10 кВ питающихся от такой линии, доходит до нескольких десятков. Ток КЗ в конце линии очень мал, до 100 А и меньше; нагрузка в головной части линии часто соизмерима с током КЗ в конце линии. Выполнить защиту, установленную в начале линии и защищающую с необходимой чувствительностью всю линию, практически невозможно. Кроме того, повреждение любого участка такой разветвленной линии вызывает длительный простой всех потребителей, т.к. требуется значительное время, чтобы найти место повреждения и выделить его отключением разъединителя, после чего можно подать напряжение на остальную часть линии.

Для обеспечения необходимой чувствительности релейной защиты и быстрого автоматического выделения поврежденного участка применяется секционирование сети, которое в настоящее время выполняется установкой в линии выключателей, разделяющих ее на ряд участков. Выключатели имеют релейную защиту и АПВ. Таким образом, обеспечиваются быстрое автоматическое выделение участка с устойчивым повреждением и повторное включение при неустойчивых повреждениях.

Выбор секционирующей аппаратуры производится по местным условиям. Можно назвать следующие требования к секционирующим выключателям:

-Выключатель должен иметь защиту, удовлетворяющую всем требованиям к защите распределительных сетей: селективность; чувствительность и т.п.

-Выключатель должен иметь двухкратное АПВ.

-Выключатель, привод и вспомогательные аппараты должны обеспечивать высокую надежность работы в очень тяжелых условиях: значительные колебания температуры, высокая влажность, вплоть до выпадения росы и образования инея, дождь, снег, сильный ветер, возможность загрязнения пылью, заносом снегом, обледенение и т.п.

-Конструкция и способ установки должны обеспечивать удобство и безопасность наладки и ремонта с соблюдением требований техники безопасности.

-Низкая стоимость выключателя, монтажа и эксплуатации, возможность обслуживания персоналом невысокой квалификации, вандалозащищенность.

В настоящее время наибольшее распространение в виде секционирующих аппаратов получил реклоузер вакуумный типа РВА/TEL (далее – реклоузер), который полностью удовлетворяет перечисленным требованиям.

Применение реклоузера в распределительных сетях (рисунок 2.1) позволяет значительно повысить надежность электроснабжения потребителей, автоматизировать процессы поиска и локализации повреждений на линии, уменьшить затраты на обслуживание электрической сети, оптимизировать работу диспетчерского и оперативного персонала, повысить технический уровень эксплуатации распределительных сетей.

Реклоузер является автоматическим аппаратом наружной установки, предназначен для секционирования воздушных или кабельно-воздушных линий электропередачи номинальным напряжением 6–10 кВ.

Реклоузер выполняет следующие функции: автоматическое отключение поврежденных участков линии; АПВ; самодиагностика; измерение параметров режима работы сети; дистанционное управление.

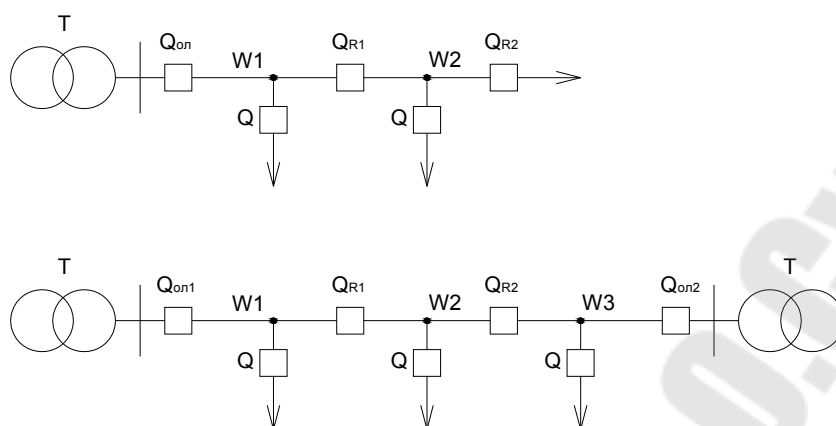


Рисунок 2.1 – Варианты установки реклоузеров в сети с односторонним питанием (а) и с двухсторонним питанием (б), $Q_{ол}$ – выключатель на отходящей линии; QR – пункт секционирования с установкой реклоузеров; Q – выключатель (защитный аппарат) на ответвлении от сети

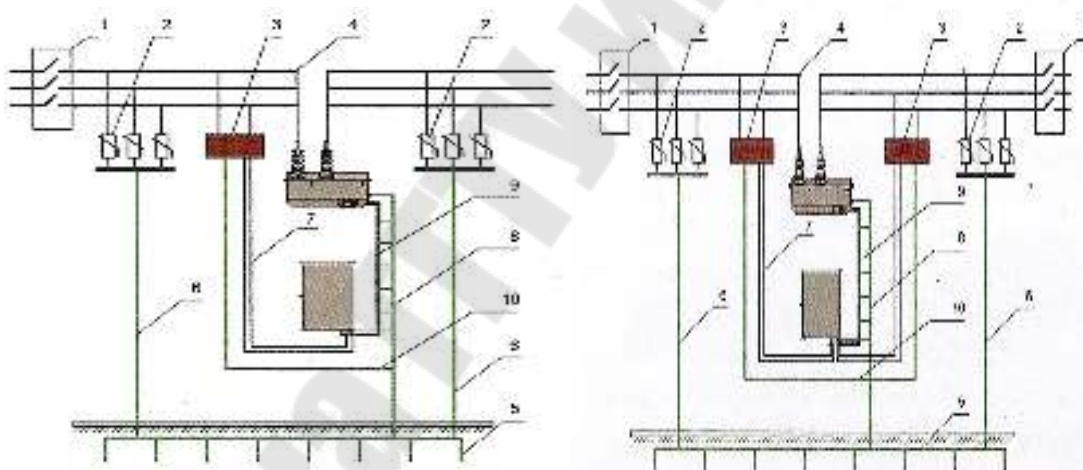


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема включения реклоузера в линию а – при одностороннем питании; б – при двухстороннем питании. Обозначения: 1 – линейный разъединитель; 2 – ОПН; 3 – трансформатор собственных нужд; 4 – подключение коммутационного модуля; 5, 6, 8, 10 – контур заземления опоры, ОПН, шкафа управления и ТСН; 7 – кабель внешнего питания шкафа управления; 9 – соединительный кабель

Схема включения реклоузера в линию при одностороннем питании и при двухстороннем питании в распределительной сети показана на рисунке 2.2.

Для организации оперативного питания реклоузера предусматривается установка одного или двух трансформаторов собственных нужд мощностью

не менее 200 ВА. Монтаж реклоузера производится на одну или две железобетонные опоры (рисунок 2.3).

В реклоузере реализованы следующие виды защит и автоматики:

- направленная или ненаправленная токовая защита от междуфазных КЗ;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита минимального напряжения;
- автоматическое повторное включение; автоматический ввод резерва.

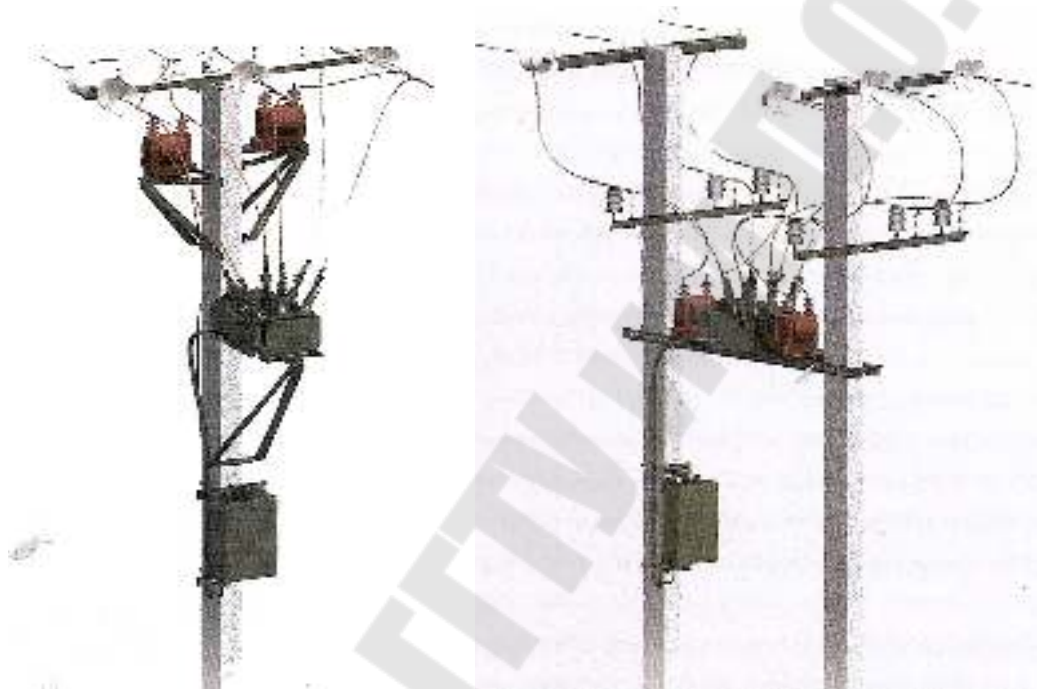


Рисунок 2.3 – Варианты установки реклоузера на одну или две железобетонные опоры воздушной линии.

При согласовании токов срабатывания защиты реклоузера с током срабатывания защиты линии на питающей подстанции следует учитывать нагрузку.

В то время как через защиту секционирующего выключателя будет протекать только ток КЗ, через защиту питающей линии будет протекать геометрическая сумма тока КЗ и тока нагрузки потребителей, включенных до места установки секционирующих выключателей

Пример расчета № 2.1. Выбрать места установки реклоузеров и рассчитать уставки защит сети, изображенной на рисунке 2.4.

Решение.

- Определяем сопротивления каждого участка сети, сопротивления трансформаторов и рассчитаем токи трехфазного КЗ для узловых точек сети. Величины токов КЗ занесены на рисунке 2.4 и в таблице 2.1.

- Определяем суммарную мощность трансформаторов для каждого участка сети и определяем сумму их номинальных токов. Особо отмечается наибольшая мощность трансформатора. Все эти данные также наносятся в таблицу 2.1.

- После составления этих основных исходных данных можно начать расчет уставок защит. Проверяются различные возможные варианты мест расстановки реклоузеров и типы их защит.

- Проверим возможность охвата всей линии одной защитой, установленной в точке *E* на выключателе *Q01*.

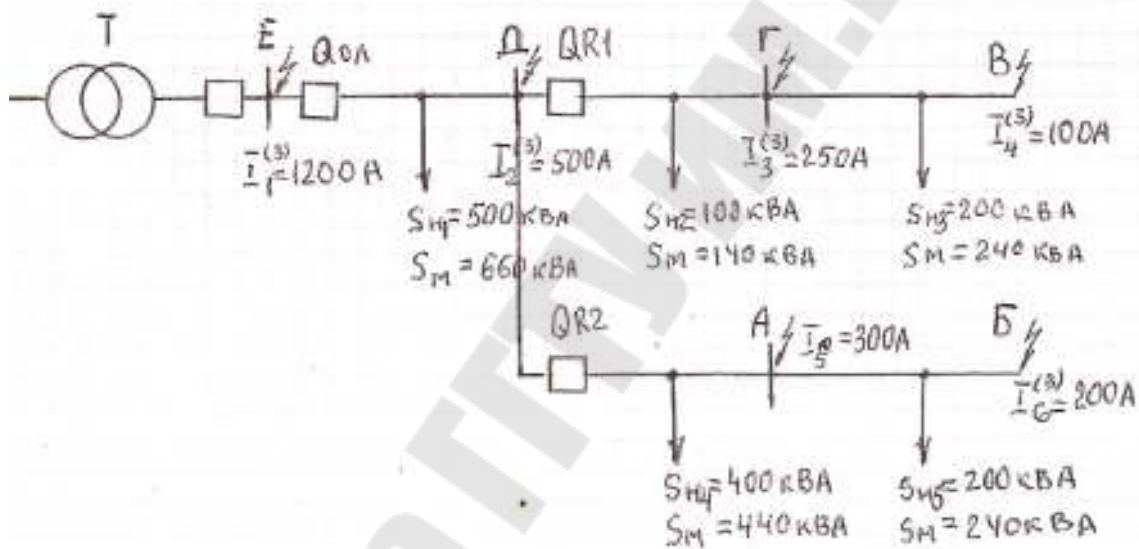


Рисунок 2.4 – Расчетная схема к примеру расчета № 2.1

- По условию несрабатывания защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок. По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n}{K_B} \cdot K_{с.зап} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,1}{0,95} 115 \cdot 94,7 = 1261 A$$

где K_n – коэффициент надежности несрабатывания защиты, учитывающий погрешность и необходимый запас. Коэффициент надежности при расчетах принимается: для цифровых реле $K_n = 1,1$; K_B – коэффициент возврата принимается: для цифровых реле $K_B = 0,95$, $K_{с.зап}$ – коэффициент самозапуска

нагрузки для сельскохозяйственных потребителей принимается $K_{с.зап} = 1,15$.

Коэффициент чувствительности составляет: $K_{ч1} = 0,866 \cdot 100 / 126,1 = 0,67$, что не удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Таблица 2.1

Шины	Ток КЗ, А	Линия	Ном. мощность нагрузки, КВА	Номинальный ток нагрузки, А	Макс. мощность нагрузки, КВА	Максимальный ток нагрузки, А
Точка Е	1200	Е-Д	1400	77,1	1720	94,7
Точка Д	500	Д-Г	300	16,5	380	20,9
Точка Г	250	Г-В	200	11,0	240	13,2
Точка В	100	Д-А	600	33,0	800	44,0
Точка А	300	А-Б	200	11,0	240	13,2
Точка Б	200					

- Ток трехфазного КЗ равный 100 А будет проходить через защиту линии при КЗ в точке В.

Защита линии должна иметь чувствительность не менее 1.5, следовательно, ее ток срабатывания должен быть не более

$$I_{сз} = \frac{I_{ПО}^{(2)}}{K_{ч}} = 0,866 \frac{100}{1,5} = 57,7 \text{ А}$$

- Ток трехфазного КЗ равный 200 А будет проходить через защиту линии при КЗ в точке Б.

Защита линии должна иметь чувствительность не менее 1.5, следовательно, ее ток срабатывания должен быть не более

$$I_{сз} = \frac{I_{ПО}^{(2)}}{K_{ч}} = 0,866 \frac{200}{1,5} = 115,4 \text{ А}$$

- Поскольку ток нагрузки, проходящий через эту защиту составляет 94,7 А или 115,4, а ток срабатывания защиты равен 126,1 А. Следовательно, выполнить защиту всей линии одним комплектом, установленным на питающей подстанции Е, невозможно и необходима установка реклоузеров.

- Для выбора места установки реклоузеров определяем ток срабатывания защиты в точке Е по условию отстройки от нагрузки.

- Минимальный ток двухфазного КЗ, обеспечивающий чувствительность защиты должен быть не менее 1,5:

$$I_{ПО}^{(2)} = I_{сз} K_{ч} = 126,1 \cdot 1,5 = 189,2 \text{ А};$$

соответствующий этой точке ток трехфазного КЗ должен быть не менее

$$I_{ПО}^{(3)} = I_{ПО}^{(2)} / 0,866 = 189,2 / 0,866 = 218,4 \text{ А}.$$

- По расчетной схеме (рис.2.4) находим точку, в которой ток трехфазного КЗ превышает 218,4А. Такой точкой является точка Д и в ней должен быть установлены два реклоузера QR1 и QR2, отделяющие от основной магистрали участки ДВ и ДБ.

Проверяем техническую целесообразность установки реклоузеров.

- Определяем ток срабатывания МТЗ реклоузера на участке ДГ по условию несрабатывания защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок. По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{н}}{K_{в}} \cdot K_{с.зап} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,1}{0,95} 1,15 \cdot 20,9 = 27,8 \text{ А}$$

- Проверяем чувствительность защиты реклоузера QR1

$$K_{ч1} = 0,866 \cdot 100 / 27,8 = 3,11, \text{ что удовлетворяет требованиям ПУЭ}$$

- Определяем ток срабатывания МТЗ реклоузера на участке ДА по условию несрабатывания защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок. По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{н}}{K_{в}} \cdot K_{с.зап} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,1}{0,95} 1,15 \cdot 44 = 58,6 \text{ А}$$

- Проверяем чувствительность защиты реклоузера QR2

$$K_{ч1} = 0,866 \cdot 200 / 58,6 = 2,96, \text{ что удовлетворяет требованиям ПУЭ}.$$

- Определяем ток срабатывания МТЗ. Проверяется возможность защиты линии защитой, установленной в точке Е на выключателе Qол. по условию несрабатывания защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок. По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{н}}{K_{в}} \cdot K_{с.зап} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,1}{0,95} 1,15 \cdot 94,7 = 126,1 \text{ А}$$

- Проверяем чувствительность защиты реклоузера QR1

$$K_{ч1} = 0,866 \cdot 500 / 126,1 = 3,43, \text{ что удовлетворяет требованиям ПУЭ}.$$

- Выдержки времени срабатывания МТЗ выполняется по методике, представленной в занятии №1.

Домашнее задание №2.

Для схемы рис. 2.4, используя данные таблицы 2.2, где номер варианта соответствует последней цифре зачетной книжки, определить:

1. Необходимость установки реклоузеров,
2. Места установки реклоузеров,
3. Параметры срабатывания МТЗ реклоузеров и отходящей линии (ток срабатывания и время срабатывания),
4. Вычислить коэффициенты чувствительности каждого комплекта МТЗ.

Таблица 2.2

№ варианта	U, кВ	Токи трехфазных КЗ, А						Номинальная мощность нагрузки, КВА				
		1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5
1	10	1200	400	200	120	300	100	400	100	200	350	150
2	10	1100	500	250	150	350	150	500	500	400	100	200
3	6	900	400	300	200	300	110	400	350	100	200	300
4	10	1000	600	400	100	400	200	600	450	280	220	100
5	10	1050	700	400	260	400	200	500	150	250	300	100
6	6	1100	300	150	90	200	100	600	100	200	350	150
7	10	1150	550	350	150	330	130	400	500	400	100	200
8	10	1200	800	450	190	370	140	630	450	260	220	100
9	10	1110	700	500	90	550	120	380	850	260	220	100
0	6	800	400	200	80	-	-	550	160	250	-	-

В максимальном режиме увеличить мощность нагрузки в 1,4 раза

Практическое занятие № 3

МТЗ с зависимыми характеристиками срабатывания

Недостатком МТЗ является накопление выдержек времени, особенно существенное для головных элементов в многоступенчатых электрических

сетях. При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются. При КЗ в точке К (рисунок 3.1) защиты АК2 и АК3 не успеют сработать, так как они имеют большую выдержку времени, чем защита АК1.

Для преодоления этого недостатка используются цифровые устройства защиты, позволяющие принимать ступени селективности $\Delta t = 0,2$ с при условии, что на смежных линиях используются такие же цифровые защиты и однотипные вакуумные или элегазовые выключатели. Если согласование производится между цифровыми и электромеханическими защитами, то принимается ступень селективности $\Delta t = 0,3$ с.

Одним из способов уменьшения времени отключения КЗ является применение токовых защит с зависимыми от тока характеристиками срабатывания (рисунок 3.2).

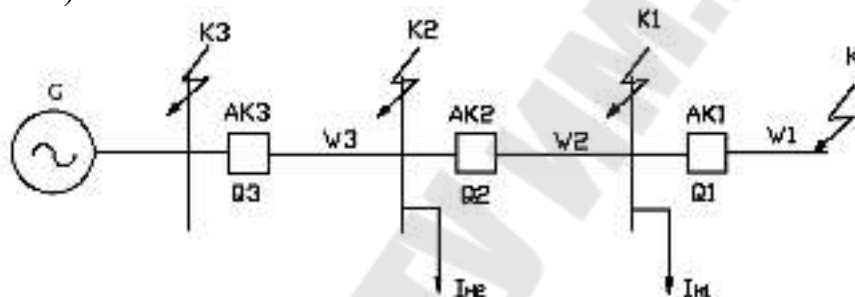


Рисунок 3.1. Радиальная система электроснабжения

Зависимые характеристики имеют место при применении:

- предохранителей (Приложение П.1.4);
- индукционных органов реле типа РТ-80 (Приложение П.1.5);
- цифровых защит.

Общий вид зависимых защит приведен на рисунке 3.2. При выборе времени срабатывания смежных защит с зависимыми характеристиками срабатывания или защит с разнотипными характеристиками срабатывания (зависимая и независимая, две разные зависимые и т.д.), необходимо построить карту селективности в координатах $t = f(I_{*к})$.

Для построения карт селективности необходимо по справочным данным иметь время-токовые характеристики, применяемых предохранителей или реле (которые задаются графически или в виде алгоритмического выражения).

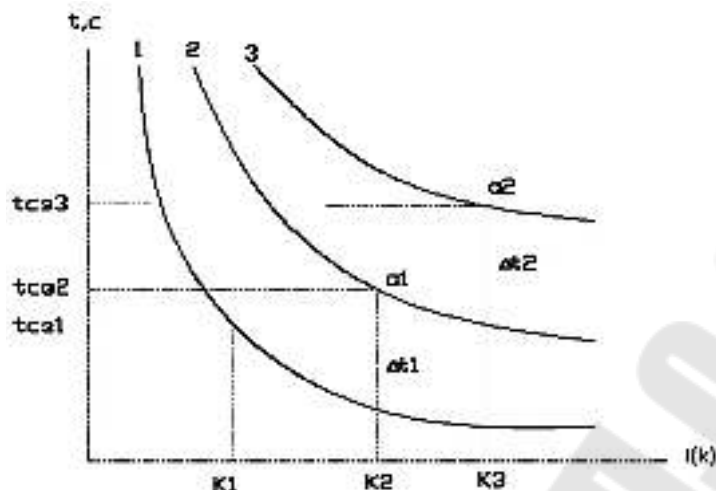


Рисунок 3.2 Карта селективности МТЗ с зависимой выдержкой времени

Цифровые защиты

Все цифровые реле защиты линий оснащены трех- или четырёхступенчатыми защитами максимального тока, причем каждая ступень или две из них имеют набор разных типов время-токовых характеристик. Две первые ступени обычно применяются в качестве токовых отсечек с независимыми выдержками срабатывания, а третья ступень – максимальная токовая защита, которая может использоваться как с независимой, так и с зависимой от тока выдержкой времени.

На цифровых реле тип зависимой характеристики выбирается пользователем программным способом. При этом в соответствии со стандартом МЭК зависимые от тока характеристики срабатывания описываются выражением:

$$t_{cз} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1}, \quad (3.1)$$

где K – временной коэффициент;

$I_* = I_{кз} / I_{cз}$ – кратность тока КЗ ($I_{кз}$) по отношению к току срабатывания защиты ($I_{cз}$); t – время срабатывания защиты, с.

Постоянные коэффициенты α и β , определяющие крутизну зависимых характеристик, имеют следующие значения:

- «нормальная» (инверсная) $\alpha = 0,02$, $\beta = 0,14$;
- «очень зависимая» $\alpha = 1$, $\beta = 13,5$;
- «чрезвычайно (экстремально) зависимая» $\alpha = 2$, $\beta = 80$;
- «ультра зависимая» $\alpha = 2,5$, $\beta = 315$.

Для того чтобы на карте селективности построить зависимую характеристику заданного типа, необходимо знать координаты одной расчетной точки (I_* или K , t_{c3}), через которую эта характеристика должна проходить. Из (3.1) следует:

$$K = t_{c3}(I_*^\alpha - 1)/\beta. \quad (3.2)$$

При известных значениях I_* и t_{c3} определяется коэффициент K и по выражению (3.2) для произвольных значений I_* определяются времена срабатывания t . Затем по полученным координатам на карте селективности строят зависимую характеристику.

Типы стандартных (МЭК 225-4) зависимых от тока характеристик срабатывания максимальных токовых защит, выполненных на цифровых реле приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2.

Тип зависимой характеристики времени срабатывания защиты	Расчетное выражение	
Нормальная (функция SIT)	$t_{c3} = t_y \frac{0,14}{I_*^{0,02} - 1}$	$t_{c3} = 2,97 \cdot K$
Очень зависимая (VIT)	$t_{c3} = t_y \frac{13,5}{I_* - 1}$	$t_{c3} = 1,5 \cdot K$
Чрезвычайно зависимая (EIT)	$t_{c3} = t_y \frac{80}{I_*^2 - 1}$	$t_{c3} = 0,808 \cdot K$
Ультра зависимая (UIT)	$t_{c3} = t_y \frac{315}{I_*^{2,5} - 1}$	$t_{c3} = K$
Аналог реле тока РТ-80	$t_{c3} = t_y + \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}}$	
Специальная (аналог реле R1)	$t_{c3} = t_y / (0,339 - 0,236 / I_*)$	

Примечание: В таблице 3.3 обозначены: t_y – уставка защиты по времени, с; K – временной коэффициент; $I_* = I_{кз} / I_{c3}$ – кратность тока в реле относительно тока срабатывания реле; t_{c3} – время срабатывания защиты при данной кратности, с.

При согласовании последующей защиты с независимой характеристикой, с предыдущей защитой имеющей зависимую характеристику, необходимо по токовременной характеристике предыдущей защиты определить её время действия при токе срабатывания последующей защиты. Уставка последующей защиты по времени, должна быть на ступень больше этого времени.

Пример расчета №3.1. Выбрать параметры срабатывания МТЗ в сети 10 кВ (рисунок 3.6). Токи трёхфазных КЗ указаны на расчетной схеме. Предположим, что:

- а. Защита трансформатора осуществляется предохранителями;
- б. Защита АК1, установленная на ЦРП, на индукционном реле типа РТ-80;
- в. Защита АК2 (ГПП) осуществляется цифровым реле с зависимой характеристикой;
- г. Защита АК3 (ГПП – ввод) осуществляется цифровым реле с независимой характеристикой.

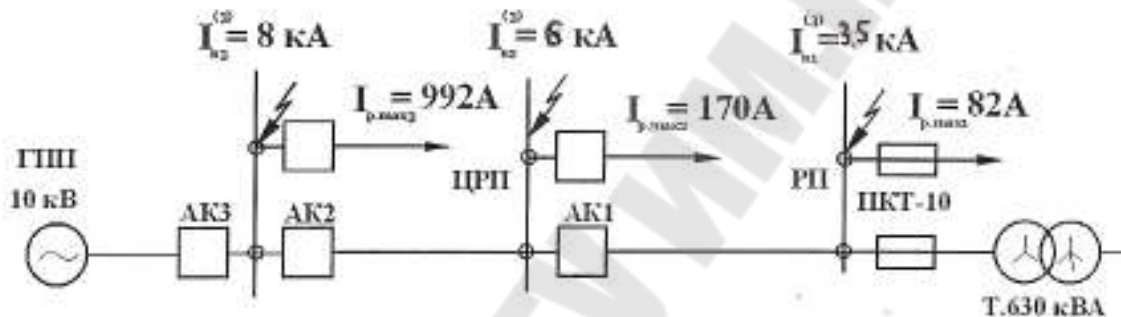


Рис. 3.3 Расчётная схема к примеру 3.1

Решение

1. Выбор защиты трансформатора (рисунок 3.3) мощностью $S_T = 630$ кВА, 10/0,4 кВ.

Выбираем для защиты трансформатора Т предохранители типа ПКТ-10.

1.1. Определяем ток стороны ВН трансформатора:

$$I_{ННТ} = \frac{S_{НТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ННТ}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4, \text{ А}$$

1.2. Определяем ток плавкой вставки:

$$I_{ПЛ.ВС} = (1,5 \div 2,0) \cdot I_{ННТ} = (52,02 - 69,36), \text{ А}$$

1.3. Выбираем предохранитель ПКТ-10 с номинальным током плавкой вставки 75А. Такой же результат можно получить, используя рекомендации таблицы П.1.4.

1.4. Строим на карте селективности время-токовую характеристику предохранителя ПКТ-10 (80А), используя его защитные характеристики (Приложение П.1.4). При построении время-токовой характеристики предохранителя ПКТ-10 (80А) необходимо иметь в виду, что защитные характери-

стики предохранителей в приложении П.1.4 даны в логарифмических координатах, а карта селективности строится в декартовых.

1.5. Следует напомнить, что согласно ГОСТу, характеристика предохранителя может иметь отклонение по номинальному току до 20 %. Поэтому построенная ампер-секундная характеристика предохранителя должна быть сдвинута вправо на 20 % (разброс по току).

1.6. По смещенной построенной характеристике определяется ток плавкой вставки, при времени плавления равном 5с. Указанный ток равен 300 А по зависимой характеристике предохранителя (рисунок 3.4).

2. Расчёт параметров срабатывания защиты АК1 (РТ-80)

2.1. Ток срабатывания защиты АК1:

$$I_{сзАК1} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_\theta} \cdot I_{раб.маx}$$

где $I_{раб.маx} = 1,4 \cdot I_{н1Г} + I_{раб.маx} = 1,4 \cdot 36,4 + 82 = 133 \text{ А}$

$$I_{сзАК1} = \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,8} \cdot 133 = 400 \text{ А}$$

2.2. Ток срабатывания защиты АК1 должен быть на 20 % больше тока $I_{Пл.вс}$, т.е. $1,2 \cdot I_{Пл.вс} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ А}$, т.е. условие выполняется.

2.3. Принимая ступень селективности $\Delta t = 0,5 \text{ с}$, при токе КЗ равном $I_{к1} = 3500 \text{ А}$ получаем точку «а», через которую должна проходить время-токовая характеристика реле РТ-80. На карте селективности строим время-токовую характеристику реле РТ-80 (кривая 1 в Приложении П.1.6), используя типовые характеристики срабатывания реле РТ-80. Для применения типовых характеристик срабатывания реле РТ-80 (П.1.6) необходимо определить величину $K_p\% = I_{к1} \cdot 100 / I_{ср.АК1}$, $K_p\% = 3500 \cdot 100 / 400 = 875 \%$. В этом случае принимаем кривую, соответствующую времени 0,5 с, которую переносим на карту селективности рисунка 3.4.

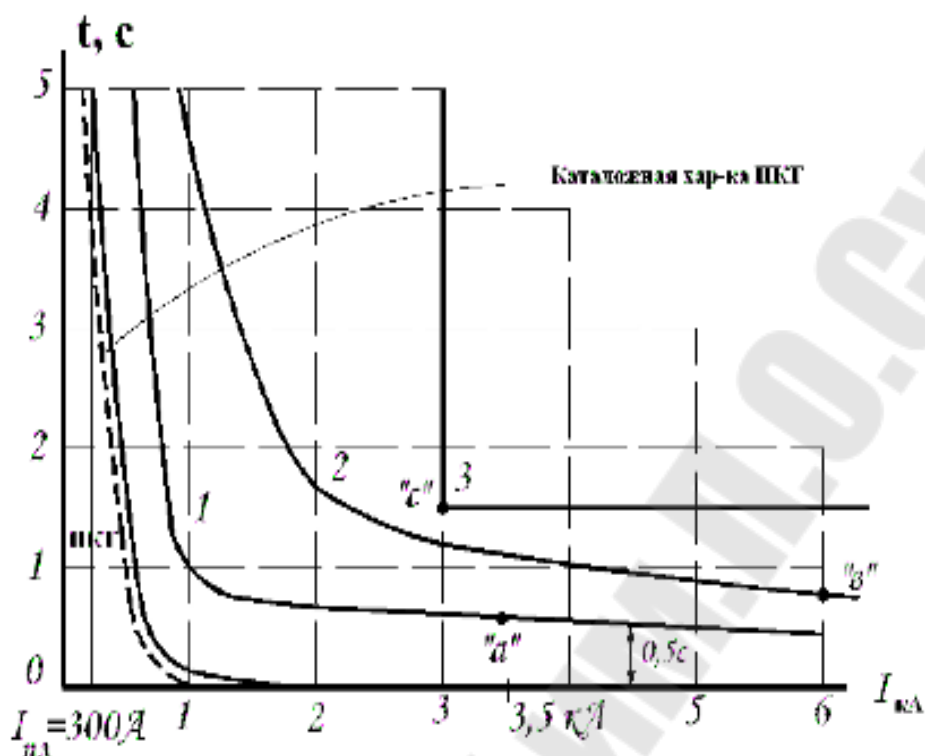


Рисунок 3.4 – Согласование времени срабатывания МТЗ с зависимыми и независимыми характеристиками срабатывания.

2.4. Можно воспользоваться математическим выражением, описывающим зависимую характеристику реле РТ-80 (табл. 3.2):

$$t_{сз} = t_y + \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}}, \quad (3.3)$$

где $t_y = 0.5$ с – уставка по времени в независимой части характеристики при $I_* \geq 8$.

Для точки «а» кратность тока $K_p > 8$, следовательно, от точки «а» проводится вправо горизонтальная линия на уровне $t_{сз1} = 0,5$ с. Дальнейшее построение кривой производится по выражению (3.3).

Задаёмся $I_{к1}$, А	3000	2000	1000	500
Вычисляем $I_* = I_{к1}/I_{сз}$	7,5	5	2,5	1,25
Вычисляем $t_{сз}$	0,542	0,604	1,106	15,84

3. Расчёт параметров срабатывания защиты АК2 (ЦР)

3.1. Определяем ток срабатывания защиты АК2:

$$I_{сзАК2} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_g} \cdot I_{раб. max 2}$$

где $I_{раб. max 2} = 133 + 170 = 303 \text{ А}$

$$I_{сзАК1} = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 303 = 700 \text{ А}$$

3.2. Для построения кривой последующей защиты АК2 определяется расчетная точка «в» с координатами:

$$I_в = I_{K2} = 6000 \text{ А}, t_в = t_{сз1} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

Кратность тока в расчётной точке «в»:

$$I_* = \frac{I_{к2}}{I_{сз.АК2}} = \frac{6000}{700} = 8,57$$

3.3. Используем на АК2 цифровое реле (например БМР3) с характеристикой, аналогичной реле РТ-80. Из уравнения (3.3) найдём:

$$t_y = t_{сз} - \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}} \quad (3.4)$$

Для расчётной точки «в» имеем: $t_y = 0,8 - \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} = 0,77 \text{ с}$

3.4. Определим время срабатывания $t_{сз2}$ при произвольных значениях кратности I_* :

Задаёмся I_{K2} , А	1050	1400	2100	3500	6000
Вычисляем $I_* = \frac{I_{к2}}{I_{сз.АК2}}$	1,5	2	3	5	8,57
Вычисляем $t_{сз}$ $t_{сз} = t_y + \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}}$	5,15	2,03	1,13	0,87	0,8

3.5. Если на ГПП применяется ЦР без характеристики аналогичной реле РТ-80 (SPAC, Seram, Micom), то применяем нормальную зависимость

характеристику по стандарту МЭК (3.1): $t_{сз} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1}$

- определяем коэффициент времени из этой формулы:

$$K = t_{сз} \frac{I_*^\alpha - 1}{\beta} = 0,8 \frac{8,57^{0,02} - 1}{0,14} = 0,25$$

- по выражению (3.1) определяем:

$$t_{cз2} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{I_*^{0,02} - 1}$$

Задаёмся $I_{к2}$, А	1050	1400	2100	3500	6000
Вычисляем $I_* = \frac{I_{к2}}{I_{CЗ.АК2}}$	1,5	2	3	5	8,57
Определяем $t_{cз2} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{I_*^{0,02} - 1}$ с	4,3	2,5	1,58	1,07	0,8

На рисунке 3.4 построена нормальная зависимая характеристика 2.

4 Расчёт параметров срабатывания защиты АК3. Защита АК3 выполнена с независимой от тока характеристикой

4.1. Определим ток срабатывания защиты АК3:

$$I_{сзАК3} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_\beta} \cdot I_{раб. max 3}$$

где $I_{раб. max 3} = 303 + 992 = 1295$ А

$$I_{сзАК1} = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 1295 = 3000$$
 А

4.2. Для определения времени срабатывания защиты АК3 находится расчётная точка «с» с координатами:

$$I_C = I_{сз.АК3} = 3000 \text{ А и } t''_c = t_{сз2} + \Delta t$$

4.3. Определим время срабатывания защиты АК2 при токе КЗ равном 3000 А:

$$I_* = \frac{I_{АК2}}{I_{CЗ.АК2}} = \frac{3000}{700} = 4,29$$

$$t_{сз.АК2} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{4,29^{0,02} - 1} = 1,19$$

Приняв $\Delta t = 0,2$ с, получим: $t_{сз.АК3} = 1,19 + 0,2 = 1,39$ с

Домашнее задание № 3

Выбрать параметры срабатывания МТЗ в сети (рис. 3.3).

- Защита трансформатора осуществляется предохранителями;
- Защита АК1 – на индукционном реле типа РТ-80;

в. Защита АК2 (ГПП) осуществляется цифровым реле с зависимой характеристикой;

г. Защита АК3 (ГПП - ввод) осуществляется цифровым реле с независимой характеристикой.

Токи нагрузок, трёхфазных КЗ указаны в таблице.

№ варианта	U _{ГПП} , кВ	S _T , кВА	I _{р-макс1} , А	I _{р-макс2} , А	I _{р-макс3} , А	Токи КЗ		
						I _{к1} , кА	I _{к2} , кА	I _{к3} , кА
1	6	160	180	120	125	6	9	12
2	10	160	100	120	140	3	5	8
3	35	250	60	50	45	2	5	7
4	35	250	40	70	55	3	6	8
5	6	400	150	140	100	7	9	13
6	10	400	120	140	130	4	7	10
7	35	400	80	85	60	3	6	10
8	10	630	90	95	55	3,6	7	9
9	6	630	100	150	110	6,5	8,5	11,1
0	35	630	90	55	75	2,6	5,5	8,5

Практическое занятие №4

4.1.1. Защита от замыканий на землю в сетях 6-35 кВ

В соответствии с ПУЭ для селективного обнаружения однофазных замыканий на каждом присоединении должна быть установлена защита от замыканий на землю (ЗЗ), т.е. защита нулевой последовательности, которая в одних случаях действует на сигнал, в других – на отключение. В частности, на тех электродвигателях, у которых емкостной ток замыкания на землю превышает 5 А (первичных), защита должна действовать на отключение без замедления. Вместе с тем, практика показала, что и при меньших токах ЗЗ желательно двигатель отключать, поскольку длительное воздействие токов ЗЗ на изоляцию двигателя приводит к переходу однофазного замыкания к двухфазному КЗ или к двойному КЗ.

При замыкании на землю одной из фаз на линии по «здоровым» фазам неповрежденных линий будут протекать емкостные токи, значение которых зависит от величины емкости данных линий относительно земли, а, следовательно, от параметров линии (длина и сечение). В поврежденной линии эти токи складываются и проходят через точку замыкания на землю. Для выделения емкостного тока из общего тока нагрузки линии применяют фильтр тока нулевой последовательности, в виде кабельного ТТНП.

Емкостные сопротивления элементов электрической системы значительно превышают их индуктивные и активные сопротивления, что позволяет при определении тока замыкания на землю пренебречь ими и, следовательно, считать, что величина этого тока практически не зависит от места замыкания в сети.

Кроме того, ток замыкания на землю относительно мал и поэтому можно считать, что напряжение источника всегда остается неизменным.

Наибольшая величина тока замыкания на землю будет при металлическом замыкании, т.е. при переходном сопротивлении в месте КЗ $R_{\pi}=0$.

$$I_K = 3j \frac{U_{\phi, cp}}{X_{c0\Sigma}} = 3U_{\phi, cp} \omega C_{y0} L 10^{-6}, \quad (4.1)$$

Т.е. ток в 3 раза превышает емкостной ток на землю одной фазы в нормальных условиях.

Таким образом, при замыкании на землю:

- Напряжение поврежденной фазы снижается до нуля;
- Напряжения неповрежденных фаз возрастает в $\sqrt{3}$ раз;

Треугольник линейных напряжений не искажается, т.е. этот вид повреждений на работе потребителей не отражается.

4.1.2. Расчет токов замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью производится для определения параметров срабатывания релейной защиты от замыканий на землю, выбора дугогасящих компенсирующих устройств и т.д.

Расчет ведется при следующих допущениях:

- учитывается лишь емкостной ток замыкания на землю;
- замыкание на землю считается металлическим, т.е. принимаем $R_{\pi}=0$.

Емкостной ток замыкания на землю определяется по формуле:

$$I_c = 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega_c \cdot \sum C_{0i} \cdot L_i + 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega_c \cdot \sum C_{0\delta}, \quad (4.2)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

ω_c – круговая частота сети, 1/с;

C_0 – удельная емкость воздушной или кабельной линии, Ф/км;

$C_{дв}$ – емкость фазы двигателя относительно земли (корпуса), Ф.

Емкость фазы для воздушных и кабельных линий выбирается из справочной литературы.

Расчет тока замыкания на землю по току замыкания воздушных и кабельных ЛЭП и двигателей производится по формуле:

$$I_c = \sum I_{c.кл} \cdot L_{кл} + \sum I_{c.вл} \cdot L_{вл} + \sum I_{c.дв}, \quad (4.3)$$

где $I_{c.кл}$ и $I_{c.вл}$ – удельные токи кабельных (табл. 4.1) и воздушных линий, А/км;

$L_{кл}$, $L_{вл}$ – длина однотипных электрически связанных кабельных и воздушных ЛЭП, км;

$I_{c.дв}$ – ток замыкания на землю двигателей, А.

Для кабельных линий значение $I_{c.пр}$ можно определить по удельным емкостным токам, приведенным в Приложении П.1.7.

Для воздушных линий величина емкостного тока замыкания на землю определяется по выражению:

$$I_c = 2,7 \cdot U_{ном} \cdot L_{вл} \cdot 10^{-3}, \quad \text{А} \quad (4.4)$$

где $U_{ном}$ – линейное напряжение, кВ;

$L_{вл}$ – длина электрически связанных воздушных ЛЭП, км.

Для приближенных расчетов допускается ток замыкания на землю кабельных и воздушных линий рассчитывать по выражению:

$$I_c = \frac{U_l \cdot L_{кл}}{10} + \frac{U_l \cdot L_{вл}}{350}, \quad (4.5)$$

где U_l – линейное напряжение, кВ;

$L_{кл}$ и $L_{вл}$ – суммарная длина кабельных и воздушных ЛЭП, км.

Ток замыкания на землю электродвигателей определяется по выражениям:

- при $U_{ном} = 6$ кВ $I_{c.дв} = 0,017 \cdot S_{дв.ном}, \text{А}$,

- при $U_{ном} = 10$ кВ $I_{c.дв} = 0,03 \cdot S_{дв.ном}, \text{А}$,

где $S_{ном.дв.} = P_{ном.дв.} / (\eta \cdot \cos\varphi)$, МВА; η – КПД, $P_{ном.дв.}$ – номинальная мощность электродвигателя, МВт.

При этом если двигатель глухо подключен к питающей его кабельной линии, в начале которой установлена защита с выключателем, то в выражении (4.3) значение $I_{c.пр}$ представляет собой сумму токов $I_{c.каб} + I_{c.дв}$.

Уставка по току ненаправленной защиты от замыканий на землю рассчитывается по условию несрабатывания защиты от собственного емкостного тока данного присоединения (линии или электродвигателя) по выражению:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.нр}, \text{ А} \quad (4.6)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый 1,2;

$K_{бр}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги:

-для цифровых реле $K_{бр} = 1,8-2$;

-для аналогового реле типа РТЗ-51 $K_{бр} = 2,5$;

$I_{с.нр}$ – собственный емкостный ток защищаемого присоединения.

Выбранный по (4.6) ток срабатывания защиты проверяется по условию чувствительности:

$$K_{ч} = (\sum I_c - I_{с.нр}) / I_{сз} \geq 1,2 \div 1,5, \quad (4.7)$$

где $\sum I_c$ – суммарный емкостной ток всех присоединений электрической сети.

Анализируя выражение (4.7) видим, для того, чтобы выполнить достаточно чувствительную ненаправленную защиту можно лишь в том случае, если значение $\sum I_c$ превышает величину $I_{с.нр}$ более, чем в 5 раз. Т.е. такую защиту можно применить только в достаточно разветвленной электрической сети. В противном случае применяют направленную защиту от замыкания на землю.

Пример расчета №4.1. Рассчитать ток замыкания на землю в сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью.

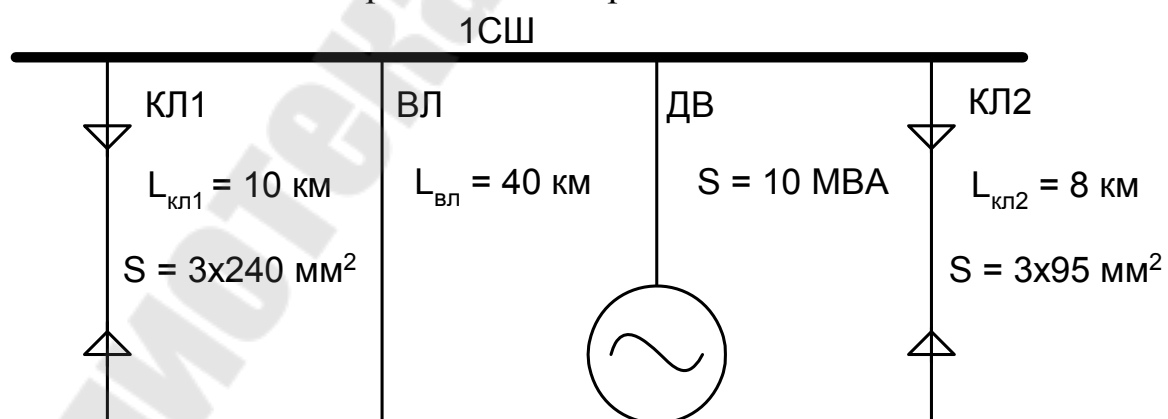


Рисунок 4.1. Расчетная схема к примеру расчета №4.1

1. Емкостной ток кабельных линий КЛ

- по таблице П.1.7: $I_{c.кл} = 1,7 \cdot 10 + 1,04 \cdot 8 = 25,32 \text{ А}$

2. Емкостной ток воздушной линии ВЛ

- по формуле (4.5): $I_{c.вл} = U_{л} \cdot L_{вл} / 350 = 10,5 \cdot 40 / 350 = 1,2 \text{ А}$

3. Емкостной ток двигателей:

$$I_{c.дв} = 0,03 \cdot 10 = 0,3 \text{ А}$$

4. Суммарный емкостной ток при замыкании на землю составит:

$$I_{c\Sigma} = I_{c.кл} + I_{c.вл} + I_{c.дв} = 25,32 + 1,2 + 0,3 = 26,82 \text{ А}$$

4.1.3. Принципы выполнения защит от замыкания на землю

Признаки, по которым можно отличить поврежденную линию от неповрежденной линии следующие:

- величина тока нулевой последовательности ($3I_0$) в неповрежденной линии меньше, чем в поврежденной;
- направление вектора тока $3I_0$ в поврежденной и неповрежденной линиях противоположное.

На практике применяют два вида защит от замыкания на землю: ненаправленную (по 1-му признаку) и направленную (по 2-му признаку).

В цифровых реле для защиты нулевой последовательности применяются те же принципы построения, что и в аналоговых защитах.

4.1.4. Выбор тока срабатывания ненаправленной защиты ЗЗ

Уставка по току защиты от замыкания на землю рассчитывается по условию несрабатывания защиты от собственного емкостного тока данного присоединения (линии или электродвигателя) по выражению:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{c.пр}, \quad (4.8)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;

$K_{бр}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги:

- для цифровых реле $K_{бр} = 1,8-2$;

- для аналогового реле типа РТЗ-51 $K_{бр} = 2,5$;

$I_{c.пр}$ – собственный емкостной ток защищаемого присоединения.

Для примера расчета №4.1:

$$I_{cзКЛ1} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 10,5 = 25,2 \text{ А}$$

$$I_{cзКЛ2} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 8,4 = 20,16 \text{ А}$$

$$I_{cзВЛ} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 1,2 = 2,28 \text{ А}$$

$$I_{сзДВ} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 0,3 = 0,72 \text{ А.}$$

Выбранный по (4.8) ток срабатывания защиты необходимо проверить по условию чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = (\sum I_{\text{с}} - I_{\text{с.пр}}) / I_{\text{с.з}} \geq 1,2 \dots 1,5, \quad (4.9)$$

где $\sum I_{\text{с}}$ – суммарный емкостной ток всех присоединений данной электрической сети.

Для примера расчета № 4.1 коэффициенты чувствительности:

$K_{\text{ч.кл1}} = 20,4 - 10,5 / 25,2 = 0,388$ (33 не удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{\text{ч.кл2}} = 20,4 - 8,4 / 20,16 = 0,595$ (33 не удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{\text{ч.вл2}} = 20,4 - 1,2 / 2,88 = 6,67$ (33 удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{\text{дв}} = 20,4 - 0,72 / 0,72 = 27,33$ (33 удовлетворяет требованиям ПУЭ),

Защиты по току нулевой последовательности, подключаемые к трансформаторам тока нулевой последовательности, нельзя настраивать, непосредственно выставляя уставку в реле. Коэффициент трансформации этих трансформаторов резко меняется в зависимости от нагрузки из-за их малой мощности. На уставку влияет даже сопротивление соединительных проводов. Поэтому, настройка ведется по первичному току, подаваемому через провод, пропущенный через зазор ТНП. Для начала можно принять коэффициент трансформации ТНП, равным 25.

4.1.5. Направленная защита от замыканий на землю. В радиальных сетях, когда собственные емкостные токи отдельных присоединений велики и соизмеримы с полным током сети ненаправленная токовая защита неприемлема. Поэтому применяют направленную токовую защиту. Такая защита входит в устройства *MiCOM P125-127*, *БМРЗ*, *Sepam 2000* и в защиту *ЗЗП-1М*.

Определить направление тока $3I_0$ можно, если его вектор сравнить с неким вектором базовой величины, в качестве которого принят для всех линий вектор напряжения нулевой последовательности $3U_0$, получаемый от обмотки разомкнутого треугольника трансформатора напряжения типа НТМИ. В неповрежденных линиях протекают собственные емкостные токи, поэтому векторы токов $3I_0$ в неповрежденных линиях опережают вектор напряжения $3U_0$ на 90° . Следовательно, вектор тока $3I_0$ в поврежденной линии отстает от вектора $3U_0$ на 90° . Поэтому в аналоговых реле типов ЗЗП-1М и ЗЗН приме-

няется измерительный орган направления мощности нулевой последовательности с углом максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч.} = +90^\circ$

4.1.6 Выбор параметров срабатывания направленной защиты ЗЗ

Направленная защита применяется в сетях с токами замыкания на землю более 0,5...0,6 А (первичных) и в случае недостаточной чувствительности ненаправленной защиты.

В качестве уставок направленной защиты в цифровое реле вводятся следующие параметры:

- значение напряжения $3U_0 = 15-20$ В для отстройки от небаланса фильтра напряжения нулевой последовательности;
- характеристический угол $\varphi_{м.ч.} = +90^\circ$;
- выдержка времени срабатывания; для электродвигателей выбирается $t_{с.з} = 0,1$ с, но допускается $t_{с.з} = 0,5$ с в случае применения линейных трансформаторов тока в трех фазах.

Уставка по току выбирается по условию обеспечения гарантированного коэффициента чувствительности, равного 2:

$$I_{с.з} = (\sum I_c - I_{с.пр}) / 2 \quad (4.11)$$

Значение $I_{с.з}$ должно быть принято более 0,3 А (первичных), иначе может произойти неселективное срабатывание цифрового реле при внешних замыканиях на землю.

Для примера 4.1: $I_{с.зКЛ1} = (\sum I_c - I_{с.КЛ1}) / 2 = (20,4 - 10,5) / 2 = 4,95$ А

$$I_{с.зКЛ2} = (\sum I_c - I_{с.КЛ2}) / 2 = (20,4 - 8,4) / 2 = 6,0$$
 А

4.2 Расчет параметров максимальной токовой направленной защиты (МТНЗ)

4.2.1 Принцип действия МТНЗ

В сетях с двухсторонним питанием, в сложных сетях с одним или несколькими источниками питания невозможно добиться селективного действия МТЗ и ТО (рисунок 4.2).

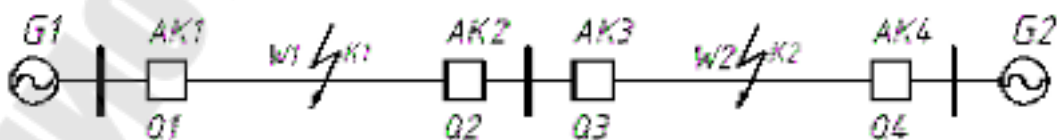


Рисунок 4.2 – Схема системы электроснабжения с двумя источниками питания.

В случае МТЗ при КЗ в точке К1: $t_2 < t_3$ и $t_2 < t_4$, а при КЗ в точке К2: $t_3 < t_2$ и $t_3 < t_1$. Из этих неравенств видно, что к защитами АК2 и АК3 предъявляются противоречивые требования. Невозможно выполнить условие, чтобы в одно и то же время выдержка времени защиты АК2 была бы и больше и меньше выдержки времени защиты АК3. Поэтому в таких сетях МТЗ не может быть селективной.

Токовые отсечки могут быть селективными в сетях с двухсторонним питанием, но при этом они, как правило, имеют недостаточную чувствительность.

Всеми перечисленными недостатками не обладает максимальная токовая направленная защита (МТНЗ) линий.

МТНЗ реагирует не только на абсолютную величину тока в защищаемой линии, но и на фазу этого тока относительно напряжения на шинах у места установки защиты, т.е. действует в зависимости от направления мощности при КЗ. Такое ее действие обеспечивается благодаря включению в схему защиты реле направления мощности.

4.2.2. Выбор параметров срабатывания МТНЗ в сетях с двухсторонним питанием

Выбор тока срабатывания МТНЗ. Ток срабатывания реле тока в простейшем случае определяется по выражению

$$I_{ср} = \frac{K_{отс} K_3 K_{сх}}{K_6 K_I} I_{н.макс},$$

где $I_{н.макс}$ – максимальный ток нагрузки защищаемой линии с учетом возможности размыкания сети или отключения одного источника питания.

При определении $I_{н.макс}$ принимается только максимальный режим, соответствующий направлению мощности от шин в линию.

В сетях с двухсторонним питанием токи срабатывания защит, действующих в одном направлении, должны согласовываться по чувствительности, возрастая при приближении к источнику питания (рисунок 4.3). Это согласование производится только для защит, входящих в одну группу (например – защиты АК2, АК4 и АК6). Причем защита, имеющая меньшую выдержку времени, должна иметь и меньший ток срабатывания, т.е.

$$I_{сз2} < I_{сз4} < I_{сз6}$$

В общем случае

$$I_{сзн} = K_{зан} \cdot I_{сз(n-1)},$$

где $K_{зан}$ принимается равным 1,1.

Таким образом, характеристики срабатывания должны удовлетворять

встречно-ступенчатому принципу и выбираться по условию, дающему большее значение тока.

Выбор времени срабатывания МТНЗ.

Наличие реле мощности в схемах МТНЗ АК2 и АК3 (рисунок 4.3) дает возможность не согласовывать между собой их выдержки времени.

Из векторных диаграмм видно, что при КЗ в точке К1 токи будут одинаковы у защит АК2, АК4 и АК6 и эти защиты придут в действие.

Для селективного действия защит необходимо, чтобы выдержка времени t_2 защиты АК2 была меньше выдержки времени t_4 защиты АК4, а выдержка времени t_4 защиты АК4 была меньше выдержки времени t_6 защиты АК6.

Точно также должны быть согласованы между собой выдержки времени защит АК1, АК3 и АК5 при КЗ в точке К2.

Таким образом, защиты рассматриваемого участка разбиваются на две группы – четную и нечетную, не связанные между собой выдержками времени.

В пределах каждой группы выдержки времени выбираются по ступенчатому принципу

$$t_4 = t_2 + \Delta t \text{ и } t_1 = t_3 + \Delta t$$

где Δt – степень селективности.

Рассмотрим сеть, приведенную на рис. 4.3. Минимальную выдержку времени имеют защиты АК2 и АК5. Они отстраиваются от защит других присоединений подстанций А и Г. В каждой группе защит время срабатывания увеличивается по мере приближения к источникам питания. Принято называть выбор выдержек времени МТНЗ по встречно-ступенчатому принципу.

Учитывая наличие реле направления мощности, защиты будут работать селективно при КЗ в любой точке сети.

Селективность не нарушится, если защиты АК2 и АК5 не снабжать органом направления мощности.

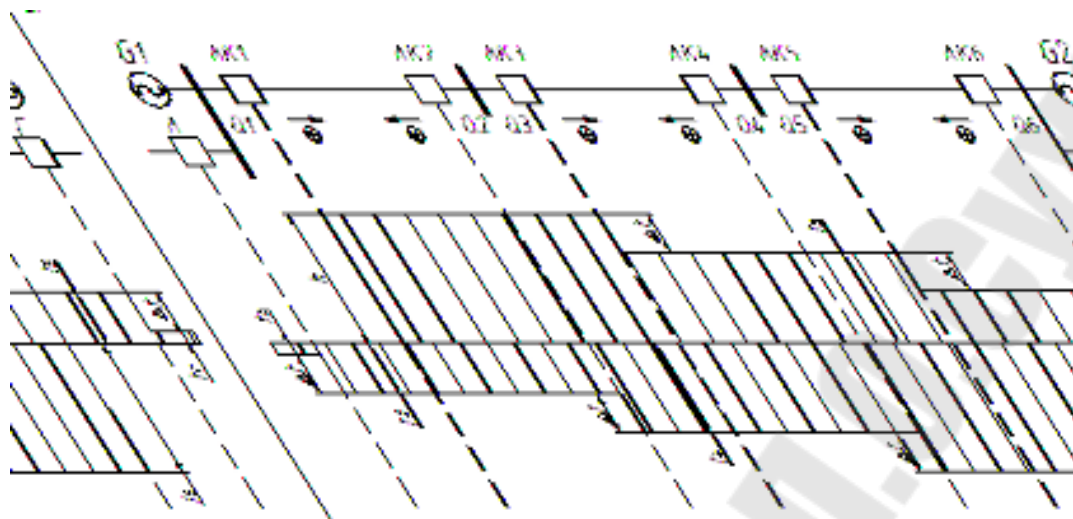


Рисунок 4.3 – Сеть с двухсторонним питанием

Как видно, подбор выдержек времени производится в предположении, что органы направления мощности установлены с обеих сторон каждой линии. Практически необходимое число реле мощности меньше. Так, если выдержки времени по концам конкретной линии одинаковы, реле мощности на этой линии не нужны. Если же выдержки времени различны, то реле мощности необходимо только для защит с меньшей выдержкой времени. Если выдержки времени двух соседних защит (например АК2 и АК3 на рисунке 4.3) отличаются более чем на Δt , то реле мощности необходимо установить только у защиты с меньшей выдержкой времени. Описанный метод подбора выдержек времени и мест установки реле мощности обеспечивает селективность действия защит.

Таким образом, селективность действия МТНЗ обеспечивают органы выдержки времени. Выдержки времени подбираются по встречно-ступенчатому принципу, при котором вначале согласуются выдержки времени защит, действующих в одном направлении, а затем выдержки времени защит, действующих в другом направлении. При этом (рисунок 4.3) должны соблюдаться условия:

$$t_3 = t_7 + \Delta t \text{ и } t_1 = t_3 + \Delta t, \text{ если } t_6 < t_3,$$

$$t_2 = t_5 + \Delta t \text{ и } t_4 = t_2 + \Delta t, \text{ если } t_6 < t_2,$$

Пример расчета № 4.2. На отходящих линиях с односторонним питанием (рисунок 4.4) токи максимальных режимов составляют:

$$I_{нг1} = 300 \text{ А}, I_{нг2} = 200 \text{ А}, I_{нг3} = 100 \text{ А},$$

Токи максимальных режимов составляют: от системы G1 в G2 400 А, а от G2 в G1 250А. Необходимо определить токи срабатывания МТНЗ АК1-АК4.

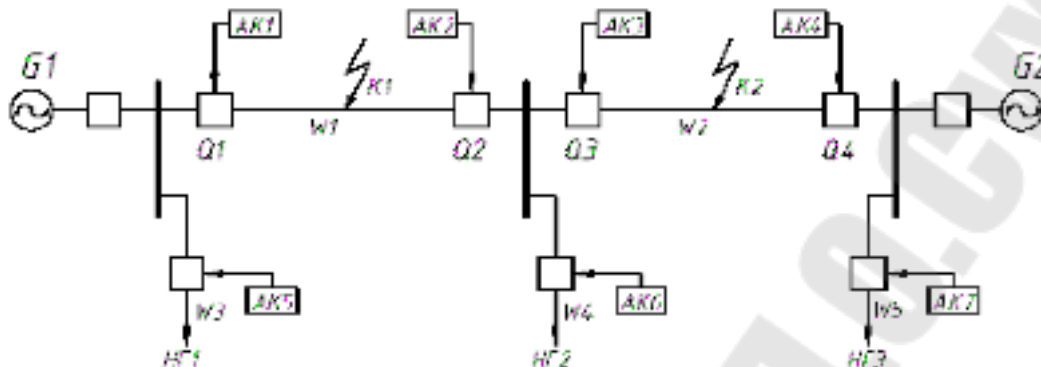


Рисунок 4.4 – Сеть с двухсторонним питанием к примеру расчета № 4.2

Защита АК3:

$$I_{сзАК3} = \frac{K_{отс} K_{с.зан}}{K_{\epsilon}} (I_{G1-G2_{макс}} + I_{нн3}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (400 + 100) = 1157,9 A,$$

Защита АК1:

$$I_{сзАК1} = \frac{K_{отс} K_{с.зан}}{K_{\epsilon}} (I_{G1-G2_{макс}} + I_{нн3} + I_{нн2}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (400 + 100 + 200) = 1621 A$$

Защита АК2:

$$I_{сзАК2} = \frac{K_{отс} K_{с.зан}}{K_{\epsilon}} (I_{G2-G1_{макс}} + I_{нн1}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (250 + 300) = 1273,7 A$$

Защита АК4:

$$I_{сзАК4} = \frac{K_{отс} K_{с.зан}}{K_{\epsilon}} (I_{G2-G1_{макс}} + I_{нн1} + I_{нн2}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (250 + 300 + 200) = 1736,8 A$$

Пример расчета №4.3. На отходящих линиях с односторонним питанием (рисунок 4.5) указаны времена срабатывания МТЗ. Для сети с несколькими источниками питания для обеспечения селективности определить:

- Какие защиты должны быть направленными и какие ненаправленными;
- Выдержки времени на всех линиях и на источниках питания, приняв ступень селективности 0,3 с.

Решение. В сети с несколькими источниками питания для обеспечения селективности необходимо применить МТНЗ, чтобы они действовали на отключение только при направлении мощности КЗ от шин в сторону линии.

На линиях между подстанциями А, Б, В и Г защиты АК3, АК4, АК6, АК7, АК9 и АК10 должны быть направленными, а АК2, АК12 и АК13 – ненаправленными.

Выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому принципу. Этот принцип заключается в том, что согласование по току и по времени производится между теми защитами, которые действуют при определенном одинаковом направлении мощности КЗ по защищаемым линиям.

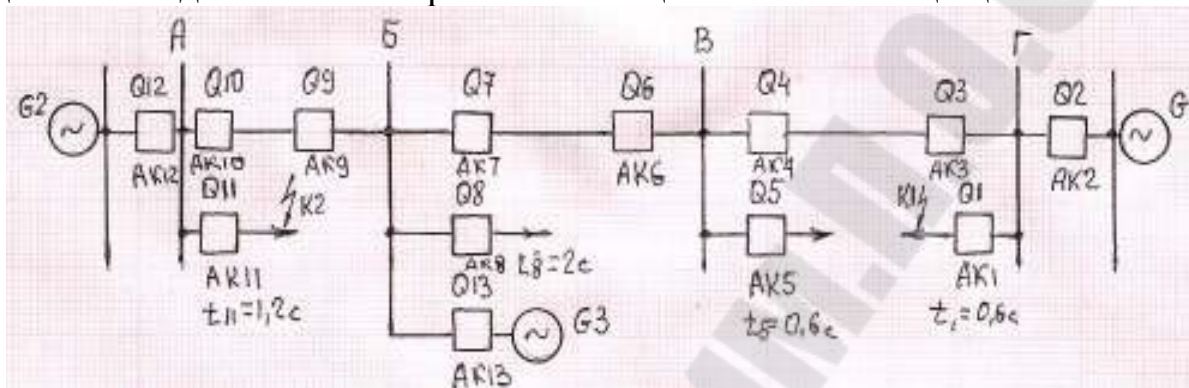


Рисунок 4.5 – Расчетная схема к примеру 4.3

Так, при КЗ в точке К1 на отключение могут действовать МТНЗ АК4, АК7, АК10 и ненаправленные МТЗ АК1, АК2, АК12 и АК13. Чтобы имело место селективное действие, необходимо выбрать выдержки времени МТНЗ:

$$t_4 = t_1 + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с},$$

$$t_7 = t_4 + \Delta t = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с}.$$

Защита АК10 должна быть согласована не с защитой АК7, а с защитой АК8, имеющей большую выдержку времени, т.е.:

$$t_{10} = t_8 + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3 \text{ с},$$

$$t_{12} = t_{10} + \Delta t = 2,3 + 0,3 = 2,6 \text{ с}.$$

Аналогично при КЗ в точке К2 возможно действие МТНЗ АК9, АК6, АК3 и ненаправленных защит АК11, АК12, АК13, АК2 и их времена срабатывания выбираются следующим образом:

$$t_9 = t_{11} + \Delta t = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с}.$$

Защита АК6 должна быть согласована с защитой АК8, имеющей время срабатывания большее, чем у защиты АК9, поэтому:

$$t_6 = t_8 + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3 \text{ с},$$

$$t_3 = t_6 + \Delta t = 2,3 + 0,3 = 2,6 \text{ с},$$

$$t_2 = t_3 + \Delta t = 2,6 + 0,3 = 2,9 \text{ с},$$

$$t_{13} = t_8 + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3 \text{ с}.$$

При КЗ между выключателями Q2, Q12 и Q13 и генераторами не требуется согласования защит линий с защитами АК2, АК12 и АК13, так как на генераторах срабатывают быстродействующие дифференциальная защита или ТО.

4.2.3 Выбор параметров срабатывания МТНЗ в кольцевых сетях

В кольцевых сетях с одним источником питания (рис. 4.6) выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому принципу.

Защиты АК2 и АК5, установленные на приемных сторонах головных участков АБ и АВ, выполняются без замедлений. Такая возможность определена тем, что при внешних КЗ мощность у места установки защит АК2 и АК5 всегда направлена от линий к шинам. Поэтому их органы направления мощности препятствуют срабатыванию защит. Защиты АК2 и АК5 также не будут срабатывать при повреждениях вне кольца на других присоединениях подстанции А (точка К2), т.к. ток повреждения при этом по кольцу не проходит.

Только при КЗ на линиях АБ или АВ органы направления мощности защит АК2 и АК5 будут срабатывать и защиты смогут подействовать на отключение. Это дает возможность выполнить их действие без замедления.

При КЗ на линии АБ вблизи шин подстанции А ток в точку КЗ проходит в основном через выключатель 1 и только небольшая доля тока КЗ замыкается по кольцу. По мере приближения точки КЗ к шинам подстанции А этот ток станет меньше тока срабатывания защиты АК2. Защита АК2 сможет сработать только после отключения выключателя 1, когда весь ток повреждения будет замыкаться по кольцу и проходить через защиту АК2.

Таким образом, при повреждениях в пределах некоторой зоны защита АК2 действует всегда только после срабатывания защиты АК1. Такое поочередное действие защит называется каскадным, а зона зоной каскадного действия. При каскадном действии защит время отключения поврежденного участка увеличивается.

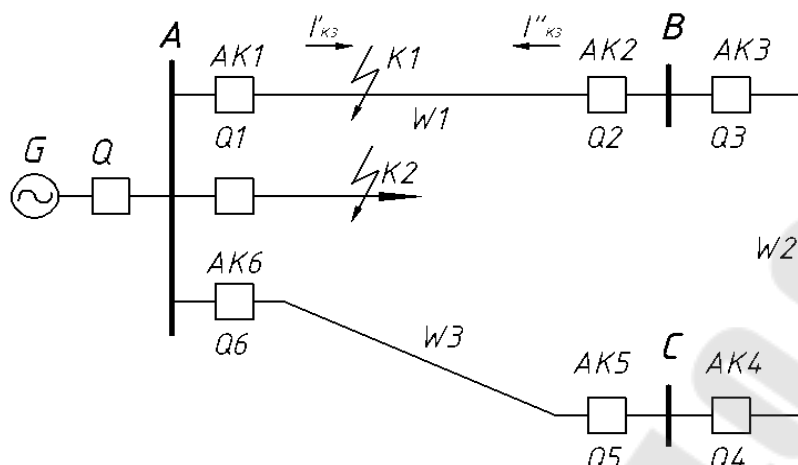


Рисунок 4.6 – Кольцевая сеть с одним источником питания

Кроме того может иметь место неправильная работа защит АК4 и АК6, органы направления мощности которых при КЗ в точке К1 находятся в сработавшем состоянии. Неправильное действие защит может произойти в том случае, если их токи срабатывания АК4 и АК6 окажутся меньше тока КЗ в точке К1.

Пример расчета № 4.4. Для кольцевой сети (рисунок 4.7) с одним источником питания G выбрать выдержки времени МТНЗ и МТЗ и указать какие из этих защит должны быть направленными и ненаправленными. Выдержки времени МТЗ отходящих линий с односторонним питанием, присоединенным к шинам А, Б, В, Г, Д приведены на рисунке 4.7, ступень селективности принять $\Delta t = 0,5$ с.

Решение. В кольцевых сетях с одним источником питания выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому принципу. Однако в кольцевых сетях с одним источником питания направленные защиты АК2 и АК13, установленные на приемных концах головных линий АБ и АД выполняются с небольшой выдержкой времени 0,3-0,5 с, которая необходима для отстройки от токов, генерируемых электродвигателями нагрузки при КЗ в питающей сети (точка К1).

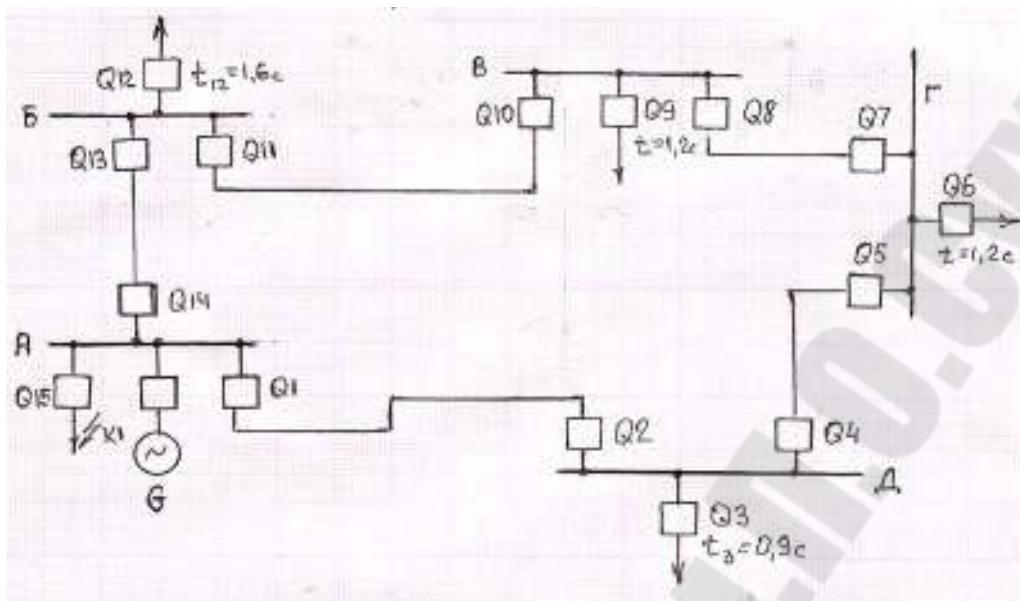


Рисунок 4.7 – Кольцевая сеть к примеру расчета № 4.4

Кроме того, в кольцевой сети возможно каскадное действие защит АК2 и АК13 при КЗ вблизи шин А. При КЗ на линии АБ у шин А ток КЗ, в основном, проходит через выключатель Q14, поэтому защита АК13 будет действовать только после отключения выключателя Q14. Аналогично, защита АК2 начнет действовать после отключения выключателя Q1 при КЗ вблизи него. Т.о. каскадное действие увеличивает время ликвидации КЗ.

Для кольцевой сети обеспечить селективное действие возможно, если защиты АК2, АК5, АК8, АК10, АК13 будут направленными.

Выдержки времени защит АК2 и АК13 принимаем $t_2 = t_{13} = 0,4\text{c}$.

Для обеспечения селективности защита АК5 согласовывается с защитой АК3, а не с защитой АК2:

$$t_5 = t_3 + \Delta t = 0,9 + 0,5 = 1,4 \text{ c};$$

$$t_8 = t_5 + \Delta t = 1,4 + 0,5 = 1,9 \text{ c};$$

$$t_{11} = t_8 + \Delta t = 1,9 + 0,5 = 2,4 \text{ c};$$

$$t_{14} = t_{11} + \Delta t = 2,4 + 0,5 = 2,9 \text{ c}.$$

Выдержку времени защиты АК10 необходимо согласовывать не с защитой АК13, а с защитой АК12, имеющей большее время срабатывания:

$$t_{10} = t_{12} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ c};$$

и для обеспечения селективности с защитой АК8 она должна быть направленной.

$$t_7 = t_{10} + \Delta t = 2,1 + 0,5 = 2,6 \text{ c};$$

$$t_4 = t_7 + \Delta t = 2,6 + 0,5 = 3,1 \text{ с};$$

$$t_1 = t_4 + \Delta t = 3,1 + 0,5 = 3,6 \text{ с}.$$

Домашнее задание №4

Задача 4.1. Рассчитать ток замыкания на землю в сети напряжением 10 кВ (рисунок 4.8) с изолированной нейтралью и уставки 33 на всех присоединениях. Определить места установки 33 и ЗЗН. Определить коэффициенты чувствительности. Номер варианта соответствует последнему номеру зачетной книжки.

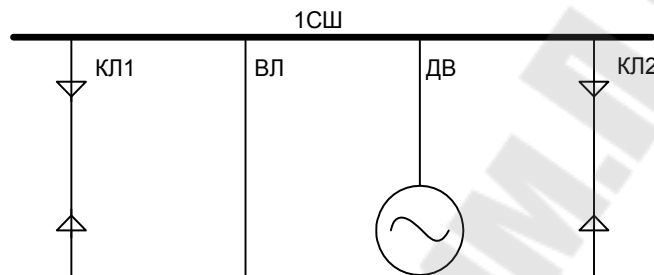


Рисунок 4.8. Расчетная схема к задаче 4.1

№ варианта	U сети, кВ	Длина ВЛ, км	КЛ1		КЛ2		Мощность двигателя, МВА
			Длина КЛ1, км	Сечение кабеля, мм ²	Длина КЛ2, км	Сечение кабеля, мм ²	
1	6	10	8	3x95	22	3x240	2
2	10	18	10	3x120	20	3x185	3
3	6	12	12	3x185	18	3x120	5
4	10	20	14	3x240	16	3x120	4
5	6	14	16	3x95	14	3x95	3
6	10	22	18	3x120	12	3x240	2
7	6	16	20	3x185	10	3x185	1
8	10	26	22	3x240	8	3x120	6
9	6	18	24	3x240	6	3x95	7
0	10	30	30	3x240	16	3x120	8

Задача 4.2. Определить уставки МТЗ и МТНЗ кольцевой сети (рисунок 4.9) для АК1 – АК6. Номер варианта соответствует последней цифре зачетной книжки.

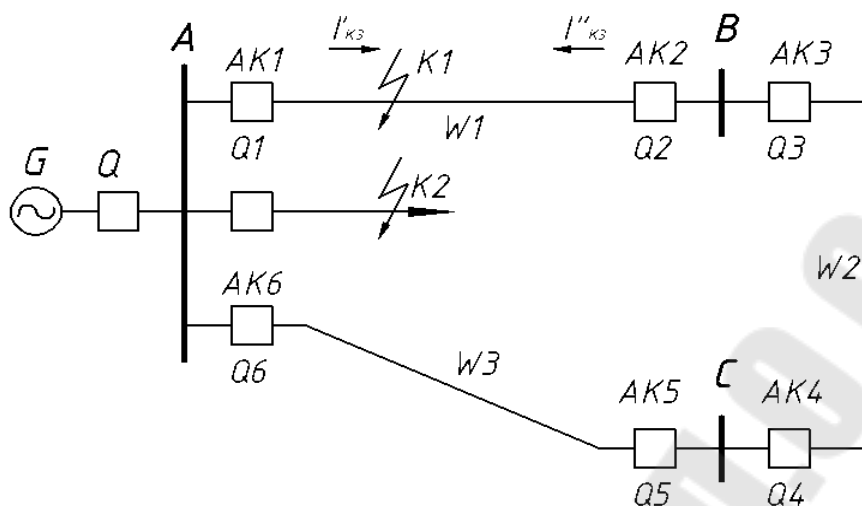


Рисунок 4.9. Кольцевая сеть с одним источником питания

№ варианта	U сети, кВ	Макс ток W1, А	Макс ток W3, А	Макс ток ОЛ от п.ст В, А	Время МТЗ ОЛ от п.ст В, с	Макс ток ОЛ от п.ст С, А	Время МТЗ ОЛ от п.ст В, с
1	6	100	80	60	1,0	220	2,0
2	10	180	100	120	1,2	200	2,2
3	6	120	120	100	1,4	180	2,4
4	10	200	140	150	1,6	160	2,6
5	6	140	160	120	1,8	140	1,8
6	10	220	180	120	2,2	120	1,2
7	6	160	200	150	1,9	100	1,9
8	10	260	220	200	1,7	80	2,7
9	6	180	240	140	1,5	60	2,5
0	10	300	300	240	1,3	160	2,3

Практическое занятие № 5 Расчет параметров срабатывания защит двухтрансформаторной подстанции

5.1 Расчет максимальных токовых защит на двухтрансформаторной подстанции

Трансформаторы высшим напряжением 35–110 кВ применяются на главных понизительных подстанциях (ГПП) и отпайках. Основными защитами от внутренних повреждений трансформаторов являются токовая отсечка (ТО) или дифференциальная защита (ДЗТ), а также газовая защита. В качестве резервной защиты применяют МТЗ, в задачу которой входит защита трансформатора при внешних КЗ.

Токовая отсечка без выдержки времени применяется на трансформаторах мощностью до 4000 кВ·А. При большей мощности трансформатора или при недостаточной чувствительности токовой отсечки применяют дифференциальную защиту.

Выбор параметров срабатывания максимальных токовых защит, установленных на секционном выключателе Q_c , выключателе ввода 6(10) кВ Q_b и выключателе Q_t трансформатора взаимосвязан, поскольку каждый из этих элементов является либо предыдущим, либо последующим по отношению друг к другу. На рисунке 5.1 приведена схема двухтрансформаторной подстанции ГПП.

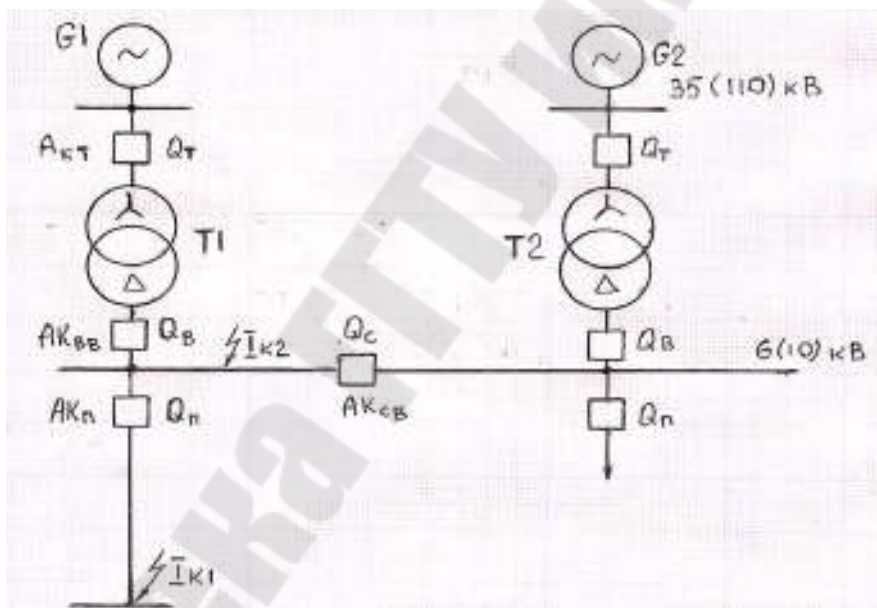


Рисунок 5.1 – Расчетная схема выбора уставок МТЗ на элементах ГПП

Для МТЗ выключателей Q_c и Q_b основной зоной защиты являются шины 6–10 кВ подстанции, а резервной зоной – присоединения Q_p .

Ток срабатывания МТЗ выбирается по трем условиям:

1. Несрабатывание защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок, т.е. после отключения КЗ на предыдущем элементе (рисунок 5.2). По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.мах}, \quad (5.1)$$

где K_H – коэффициент надежности несрабатывания защиты, учитывающий погрешность и необходимый запас;

K_B – коэффициент возврата максимальных реле тока;

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб.мах}$ за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания.

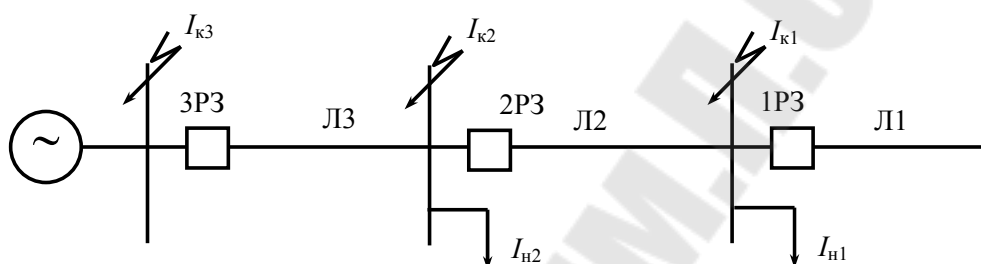


Рисунок 5.2 – Расчетная схема для выбора уставок токовых защит отходящей линии

Для цифровых реле коэффициенты K_H и K_B соответственно равны 1,1–1,2 и 0,95–0,96. Для электромеханических реле типа РТ-40 или РТ-80 $K_H=1,2$, а $K_B = 0,8$.

Для бытовой нагрузки $K_{сзп}=1,2–1,3$. Для промышленной нагрузки с долей электродвигателей 0,4 кВ более 50 % принимается $K_{сзп}=1,8–2,5$.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{раб.мах}$ определяется с учетом его допустимой перегрузки. Например, для трансформаторов с первичным напряжением 6 (10) кВ мощностью до 630 кВ·А допускается перегрузка до 1,6 – 1,8 номинального тока, для трансформаторов 110 кВ до 1,4 – 1,6.

2. Согласование чувствительности защит последующего и предыдущего элементов: по условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущего элементов ток срабатывания последующей защиты выбирается по выражению:

$$I_{с.з.посл} \geq K_{н.с} (I_{с.з.з.пр} + \sum I'_{раб.мах}), \quad (5.2)$$

где $K_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, значение которого принимается в зависимости от типа токовых реле:

$K_{н.с} = 1,1$ для цифрового реле;

$K_{н.с} = 1,2$ для реле РТ-40, РТ-80;

$I_{с.з.пред}$ – наибольшее значение тока срабатывания максимальных токовых защит предыдущих элементов, с которыми производятся согласования;

$\sum I'_{\text{раб.мах}}$ – арифметическая сумма значений рабочих токов нагрузки всех предыдущих элементов, за исключением того элемента, с защитой которого производится согласование.

За расчетный ток срабатывания защиты принимается значение наибольшего тока, из условий 5.1 и 5.2.

3. Обеспечение достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента (основная зона) и в конце каждого из предыдущих элементов (зона дальнего резервирования).

Для выполнения этого условия необходимо знать значение токов КЗ в конце защищаемого элемента, например, $I_{к2}$ и в конце зоны резервирования $I_{к1}$. Определение коэффициентов чувствительности защиты, например, ЗРЗ (рисунок 5.2) производится по выражениям:

$$K_{ч.о} = I_{к2.\text{min}} / I_{с.з.} ; K_{ч.р} = I_{к1.\text{min}} / I_{с.з.} , \quad (5.3)$$

где $K_{ч.о}, K_{ч.р}$ – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах;

$I_{к1.\text{min}}, I_{к2.\text{min}}$ – минимальные (обычно двухфазные) токи коротких замыканий.

Согласно ПУЭ должны выполняться требования: $K_{ч.о} \geq 1,5$; $K_{ч.р} \geq 1,2$

После выполнения трех вышеназванных условий определяется ток срабатывания реле (вторичный) $I_{с.р}$, который устанавливается на реле. Значение этого тока в общем случае рассчитывается по выражению:

$$I_{с.р} = I_{с.з.} \cdot K_{с.х} / K_I , \quad (5.4)$$

где $I_{с.з.}$ – ток срабатывания защиты (первичный);

K_I – коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$K_{с.х}$ – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле; при применении схемы полной или неполной звезды $K_{с.х} = 1$.

Таким образом, уставка по току МТЗ предыдущего элемента должна всегда быть больше уставки МТЗ последующего элемента, что частично обеспечивает так называемую токовую селективность, имея в виду разную кратность токов в рассматриваемых реле. Однако, этого недостаточно для выполнения полной селективности защит.

При отсутствии электродвигателей 6 (10) кВ, подключенных к шинам подстанции в качестве значения $I_{\text{раб.мах}}$ можно принять:

$$\text{для МТЗ } Q_c \quad I_{\text{раб.мах}} = 0,7 \cdot I_{\text{ном.тр}}; \text{ для МТЗ } Q_b \quad I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном.тр}},$$

где $I_{\text{ном.тр}}$ – номинальный ток трансформатора стороны НН.

Значение тока срабатывания МТЗ трансформатора (Q_T) должно быть больше, чем уставка МТЗ ввода Q_b из условия (5.2).

Проверка чувствительности МТЗ Q_c и Q_b производится по выражениям (5.3), где в качестве значения тока КЗ основной зоны принимается ток $I_{к2\min}^{(2)}$ (рисунок 5.2) и тока КЗ в зоне резервирования – $I_{к1\min}^{(2)}$, т.е. тока КЗ в конце самой длинной линии присоединения.

Часто чувствительность МТЗ оказывается недостаточной за счет больших токов нагрузки. В этом случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению, тогда в выражении (5.2) пусковой ток ЭД не учитывают, а в выражении (5.1) коэффициент $K_{с.з.п}$ принимают равным единице. Значение напряжения срабатывания пускового органа минимального напряжения принимают $U_{с.з} = 0,6 \cdot U_{ном}$. Чувствительность пускового органа проверяется по условию:

$$K_{ч} \geq \frac{U_{с.з}}{U_{ост.\max}} \geq \frac{U_{с.з}}{\sqrt{3} \cdot Z_k \cdot I_{к1}^{(3)}} \geq 1,2, \quad (5.5)$$

где Z_k – сопротивление кабельной (воздушной) линии наиболее протяженного присоединения.

Следует отметить, что чувствительность МТЗ трансформатора проверяется только при КЗ на шинах 6 (10) кВ, однако, при этом необходимо учитывать схему соединения трансформаторов тока (ТТ), установленных на стороне высшего напряжения и группу соединения обмоток трансформатора. Например, если ТТ соединены в треугольник, а группа трансформатора Y/Δ , то чувствительность МТЗ проверяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к.\min}^{(3)} / I_{с.з}, \quad (5.6)$$

где $I_{к.\min}^{(3)}$ – приведенный к стороне высшего напряжения трехфазный минимальный ток при КЗ на выводах низкого напряжения.

Коэффициент чувствительности защиты должен быть $K_{ч} \geq 1,2$ при условии, что на вводе 6 (10) кВ стороны НН трансформатора установлена своя максимальная токовая защита и ее $K_{ч} \geq 1,5$. В последнем случае МТЗ трансформатора выполняется с двумя выдержками времени, с меньшей из них отключается ввод НН, а с большей – трансформатор.

Выбор времени срабатывания МТЗ производится в предположении, что все рассматриваемые защиты применяются с независимыми от тока выдержками времени. Поэтому исходной точкой для расчета выдержки времени МТЗ секционного выключателя является то присоединение Q_n , у которого МТЗ имеет наибольшую выдержку времени. Степень селективности принимают $\Delta t = 0,2-0,3с$.

Задача 5.1. Выбрать уставки максимальных токовых цифровых защит на выключателях СВ- Q_c , ввода 6 кВ – Q_b и трансформатора – Q_t ГПП (рисунок 5.1), если известны: токи коротких замыканий на шинах 6 кВ $I_{к2.\min}^{(3)} = 8,5$ кА;

$I_{к2.max}^{(3)} = 12 \text{ кА}$, ток КЗ в конце самого протяженного присоединения $I_{к1.min}^{(3)} = 7 \text{ кА}$, на выключателе $Q_{п}$ присоединения установлена МТЗ с уставками по току $I_{с.з.п.} = 400 \text{ А}$ и по времени $t_{с.з.п.} = 0,4 \text{ с}$ с независимой характеристикой срабатывания, трансформаторы Т1 и Т2 мощностью по $S_{1р} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ имеют регуляторы РПН с $\Delta U_{рпн} = \pm 16 \%$, характер нагрузки общепромышленный, высоковольтных электродвигателей, подключенных к шинам ГПП, не имеется.

Решение.

1. Распределение нагрузки по секциям шин 6 кВ неизвестно, поэтому для двухтрансформаторной подстанции принимается максимальный ток нагрузки каждой секции, равным 0,7 номинального тока трансформатора.

$$I_{ном.тр.} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1468 \text{ А.}$$

$$I_{max.секц} = 0,7 \cdot 1468 = 1027,6 \text{ А.}$$

2. Расчет уставок МТЗ секционного выключателя $Q_{с}$:

1. По условию отстройки от тока самозапуска

$$I_{с.з.св} = \frac{K_{н}}{K_{в}} K_{с.з.п} \cdot I_{max.секц.} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2,2 \cdot 1027,6 = 2855,6 \text{ А,}$$

где принимаем $K_{с.з.п} = 2,2$;

2. По условию согласования по чувствительности с защитой отходящей линии.

$$I_{сз.св} = K_{н.с} (I_{с.з.п} + I_{max.секц.}) = 1,1(400 + 1027,6) = 1570,4 \text{ А}$$

принимаем ток срабатывания равным 2855,6 А;

3. Проверка чувствительности защиты производится по минимальному току двухфазного КЗ:

в основной зоне $K_{ч.о.} = I_{к2.min}^{(2)} / I_{с.з.св} = 0,867 \cdot 8500 / 2855,6 = 2,58 > 1,5$;

в зоне резервирования $K_{ч.р.} = I_{к1.min}^{(2)} / I_{с.з.св} = 0,867 \cdot 7000 / 2855,6 = 2,12 > 1,2$;

4. Уставка МТЗ по времени:

$$t_{сз.св} = t_{с.з.п.} + \Delta t = 0,4 + 0,2 = 0,6 \text{ с}$$

3 Расчет уставок МТЗ ввода 6 кВ

1. Через выключатель ввода и трансформатор в результате успешной работы АВР проходит сумма токов нагрузки одной секции и самозапуска другой, поэтому по условию отстройки от тока самозапуска:

$$I_{с.з.в} = \frac{K_{н}}{K_{в}} (K_{с.з.п} \cdot I_{max.св} + I_{max.св}) = \frac{1,2}{0,95} \cdot (2,2 \cdot 1027,6 + 1027,6) = 4153,7 \text{ А;}$$

2. По условию согласования с защитой секционного выключателя:

$$I_{сзв} = K_{н.с.} (I_{сзсв} + I_{max.секц.}) = 1,1 \cdot (2855,6 + 1027,6) = 4271,5 \text{ А,}$$

принимаем 4271,5 А;

3. Чувствительность защиты в основной зоне

$$K_{ч.о.} = 0,867 \cdot 8500 / 4271,3 = 1,725 > 1,5,$$

4. Чувствительность защиты в зоне резервирования

$$K_{ч.р.} = 0,867 \cdot 7000 / 4271,3 = 1,42 > 1,2;$$

5. Уставка защиты по времени:

$$t_{сзв} = 0,6 + 0,2 = 0,8 \text{ с}$$

4. Расчет уставок МТЗ трансформатора:

- Расчетный режим по отстройке от тока самозапуска – подача напряжения на трансформатор, питающий одновременно обе секции (ремонтный режим подстанции):

$$I_{с.з.тр.нн} = \frac{K_H}{K_B} K_{с.з.п} \cdot 2I_{\max \text{ секц.}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2,2 \cdot 2 \cdot 1027,6 = 5711,3 \text{ А,}$$

- Этот же ток срабатывания защиты, но приведенный к стороне ВН при минимальном коэффициенте трансформации трансформатора Т1 за счет действия переключателя РПН:

$$I_{с.з.тр.вн} = I_{с.з.тр.нн} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн.ср} (1 - \Delta U_{рпн})} = 5711,3 \cdot \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 372,5 \text{ А;}$$

- По условию согласования с защитой ввода 6 кВ с учетом изменения коэффициента трансформации:

$$I_{с.з.тр.вн} = K_{н.с} (I_{с.з.в} + I_{\text{нагр.35кВ}}) \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн.ср} (1 - \Delta U_{рпн})} = \\ = 1,2(4271,5 + 0) \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 326,5$$

принимаем 372,5 А;

Уставка защиты по времени $t_{с.з.тр} = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с}$.

- Проверка чувствительности защиты трансформатора производится по минимальному току КЗ на шинах 6 кВ, приведенному к стороне ВН при максимальном реально возможном коэффициенте трансформации за счет РПН.

$$I_{к2 \min \text{ вн}}^{(3)} = I_{к2 \min \text{ нн}}^{(3)} \frac{U_{нн}}{U_{вн \max}} = 8500 \cdot \frac{6,3}{126} = 425 \text{ А.}$$

- Учитывая, что трансформаторы тока на стороне ВН соединены в звезду, то коэффициент чувствительности составит

$$K_{ч} = I_{к2 \min \text{ вн}}^{(3)} / I_{с.з.тр.вн} = 425 / 372,5 = 1,141 < 1,2.$$

- Так как чувствительность защиты трансформатора недостаточна, то необходимо применить МТЗ с пуском по минимальному напряжению, причем пусковой орган минимального напряжения выполняется общим для защит на сторонах

ВН и НН, а уставку его можно принять равным $0,6U_{ном}$. В этом случае уставки защит по току выбираются только по условию согласования их по чувствительности, а функцию отстройки защит от тока самозапуска выполняет пусковой орган минимального напряжения и коэффициент самозапуска принимается равным единице.

- В соответствии с вышеприведенным расчетом ток срабатывания МТЗ секционного выключателя вычисляется:

$$I_{с.з.св} = \frac{K_H}{K_B} K_{с.з.п} \cdot I_{\max \text{ секц.}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 1,0 \cdot 1027,6 = 1297,9 \text{ А,}$$

-Уставка по току защиты ввода 6 кВ:

$$I_{сз.в} = 1,1 \cdot (1297,9 + 1027,6) = 2558 \text{ А.}$$

-Уставка по току защиты трансформатора

$$I_{с.з.тр.вн} = 1,2 \cdot 2558 \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 200,2 \text{ А.}$$

- Проверка чувствительности защиты СВ:

$$K_{ч.о} = 0,867 \cdot 8500 / 1297,9 = 5,67 ;$$

- Проверка чувствительности защиты ввода:

$$K_{ч.о} = 0,867 \cdot 8500 / 2558 = 2,88 ;$$

- Проверка чувствительности защиты трансформатора

$$K_{ч.о} = 425 / 200,2 = 2,12 .$$

Домашнее задание № 5

Для схемы ГПП, приведенной на рис. 5.1, произвести расчет уставок защит АКсв, АКвв, АКт и проверить чувствительность каждой из защит. Токи КЗ принять из задачи 5.1. РПН ± 16 %. Номер варианта соответствует последней цифре зачетной книжки.

№ варианта	$U_{сист}$, кВ	$U_{ГПП}$,кВ	S_T , МВ·А	$I_{сзп}$, А	$t_{сзп}$, с
1	110	10	6,3	200	0,4
2	35	6	10	300	1,6
3	110	10	10	400	0,6
4	35	6	16	300	0,4
5	110	10	16	300	1,0
6	35	6	25	400	0,8
7	110	10	25	450	0,6
8	35	6	16	350	0,4
9	110	10	40	400	1,2
0	35	6	10	250	1,4

Практическое занятие №6

Расчет уставок защит трансформаторов с высшим напряжением 35–110 кВ

Основными защитами от внутренних повреждений трансформаторов являются токовая отсечка (ТО) или дифференциальная защита (ДЗТ), а также газовая защита (ГЗ). В качестве резервной защиты трансформатора от внешних КЗ применяют МТЗ.

Токовая отсечка без выдержки времени применяется на трансформаторах мощностью до 4000 кВ·А. При большей мощности трансформатора или при недостаточной чувствительности токовой отсечки применяют дифференциальную защиту.

6.1 Общие положения расчета дифференциальной защиты трансформатора на цифровых реле

Цифровые реле дифференциальной защиты трансформатора выпускаются в отдельном исполнении, т.е. отдельным блоком, например, реле типа Seram 2000 – D21 для двухобмоточных и Seram 2000 – D31 для трехобмоточных трансформаторов, причем эти реле подключаются к отдельным (от МТЗ или ТО) трансформаторам тока сторон ВН и НН. В цифровых защитах выравнивание вторичных токов в плечах защиты по величине и фазе производится программным (расчетным) способом. Поэтому нет необходимости рассчитывать числа витков уравнительных и рабочей обмоток.

В цифровых реле отстройка от тока небаланса, вызванного броском тока намагничивания трансформатора, производится за счет блокировки цифровых реле по 2- и 5-ой гармоникам дифференциального тока. Отстройка от бросков тока намагничивания позволяет в цифровых реле минимальный дифференциальный ток срабатывания защиты (I_{dmin}) принять равным 30 % номинального тока трансформатора. Для сравнения – в защитах с реле типа ДЗТ-11 ток срабатывания равен 150 % номинального.

Принцип торможения дифференциальной защиты при сквозных токах КЗ остался прежним. При КЗ за пределами зоны действия дифференциальной защиты, трансформаторы тока стороны НН обтекаются током и реле автоматически загрубляется, т.е. ток срабатывания его увеличивается по мере роста тока сквозного замыкания (тормозного тока). Уставкой по степени торможения в цифровых реле принято считать отношение дифференциального тока (I_d) к тормозному току (I_t) в процентах и рассчитывается оно по выражению:

$$\frac{I_d}{I_t} \geq K_n \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) \quad (6.1)$$

где K_n – коэффициент надежности равен 1,2;

ε – погрешность трансформаторов тока, принимается равной 10 %;

K_a – коэффициент, учитывающий рост погрешности при больших токах за счет апериодической составляющей, принимается равным 1,5;

ΔU – диапазон регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора, в зависимости от типа трансформатора и регулятора РПН значение ΔU принимается равным 16 % или 10 %.

Тормозная характеристика цифрового реле Seram 2000 – Д21 (Д31) приведена на рис. 6.1.

Зона настройки процентного торможения реле находится в диапазоне 15-50 %. Например, для трансформатора с $\Delta U_{\text{рпн}} = 16$ % имеем:

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2 \cdot (1,5 \cdot 10 + 16) = 37,2 \%$$

Принимается 40 %-ая тормозная характеристика. Указанное значение выставляется в реле в качестве уставки дифференциальной защиты.

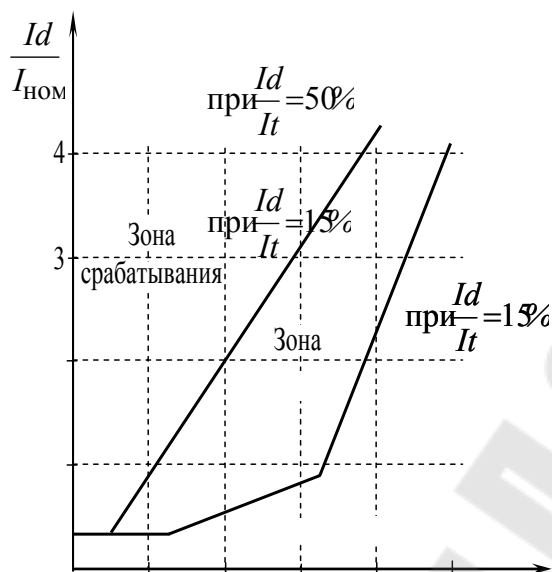


Рис.6.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора

Чувствительность дифференциальной защиты оценивается при минимальном токе двухфазного КЗ на выводах НН трансформатора:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / (0,3I_{\text{ном.тр}}) \geq 2$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ – приведенный к стороне ВН двухфазный ток КЗ, который при схеме соединения трансформаторов тока на стороне ВН в звезду численно равен трехфазному току КЗ.

Степень торможения оценивается при трехфазном максимальном токе КЗ на шинах НН подстанции по выражению:

$$I_d = \left(\frac{I_d}{I_t} \right)_{\text{уст}} \cdot \frac{I_{\text{к.мах}}^{(3)}}{I_{\text{ном.тр}}}$$

Например, предположив, что максимальный ток КЗ на шинах НН $I_{\text{к.мах}}^{(3)} = 8000$ А, $I_{\text{ном.тр}} = 1400$ А, получим:

$$I_d = 40 \cdot 8000 / 1400 = 230 \%,$$

т.е. уставка возросла с 30 % до 230 % номинального тока или в 7,6 раза.



Рис. 6.2 – Тормозная характеристика цифрового реле REF-542

В некоторых типах дифференциальных ЦР, например MICOM/P632 (ALSTOM), при токах КЗ свыше $6I_{\text{ном.тр}}$ срабатывает дифференциальная токовая отсечка. При этом токе фактор торможения уже не действует. Кроме того, для таких реле в характеристике процентного торможения дополнительно к показанной на рис. 6.2 определяется наклон ($\text{tg}\alpha$) характеристики первого участка торможения при малых значениях сквозных токов от 0 до $2,5I_{\text{ном.тр}}$. Данная характеристика рассчитывается по выражению (6.1), в котором коэффициент K_a принимается равным единице, а значение $\varepsilon = 5\%$.

Из приведенных на рисунках 6.1, 6.2 тормозных характеристик дифференциальных реле различных фирм видно, что они похожи друг на друга и принципы, на которых они выполняются, одинаковы. Имеется начальный ток срабатывания значительно меньший номинального тока трансформатора, участок с малым торможением для малой величины тока, участок с большим торможением для больших токов, при которых погрешность ТТ существенно возрастает. Как правило, в состав ДЗТ входит дифференциальная отсечка, которая обеспечивает быстрое отключение КЗ при больших токах, когда торможение может замедлить срабатывание защиты. Отстройка от броска намагничивающего тока трансформатора производится за счет торможения второй гармоникой тока намагничивания, а при перевозбуждении – пятой гармоникой.

Многолетний опыт эксплуатации ДЗТ на базе аналоговых реле типа ДЗТ-11 и ДЗТ-21 показал высокую их эффективность срабатывания при внутренних повреждениях трансформатора и несрабатывания (отстройки) при внешних КЗ за счет торможения, то есть автоматического увеличения уставки реле при протекании тока КЗ через ТТ стороны НН трансформатора, что свидетельствует о повреждении вне зоны действия ДЗТ. По этой причине разработчики микропроцессорных защит взяли за основу тормозную характеристику дифференциального реле ДЗТ-21.

Кроме того, ранее был разработан для аналоговых электронных реле ДЗТ-21, РСТ-15 принцип отстройки ДЗТ от бросков тока намагничивания по второй гармонике дифференциального тока, который и был в дальнейшем реализован программным путем в цифровых реле. Простота настройки и гибкость выбора наиболее оптимальных защитных характеристик цифровых реле дает им неоспоримые преимущества перед аналоговыми защитами.

6.2 Пример расчета ДЗТ на цифровом реле REF-542

Произвести расчет уставок ДЗТ трансформатора мощностью 25 МВ·А напряжением 110/6 кВ. Токи трехфазного КЗ за трансформатором, приведенные к стороне ВН равны в максимальном режиме 1470А и минимальном режиме 1320А.

1. Определяем номинальные токи трансформатора при среднем положении регулятора РПН ($\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16 \%$)

$$I_{\text{ном.ВН}} = 126 \text{ А}; I_{\text{ном.НН}} = 2190 \text{ А};$$

2. Номинальные токи трансформаторов тока составят:

- сторона ВН – 300/5 А;

- сторона НН – 2000/5 А.

3. Коэффициент пересчета (базовый коэффициент) стороны ВН:

$$K_{\text{п.ВН}} = 126/300 = 0,42; \text{ стороны НН: } K_{\text{п.НН}} = 2190/2000 = 1,1.$$

4. Цифровое реле градуировано в относительных единицах к номинальному вторичному току трансформаторов тока стороны ВН, принятой за основную. Вторичные токи стороны НН пересчитываются к основной стороне автоматически. Выравнивание вторичных токов в плечах ДЗТ по величине и фазе производится программным путем.

5. Минимальный ток срабатывания ДЗТ при КЗ в зоне ее действия принимают равным $0,3I_{\text{ном}}$ трансформатора для ЦР и $0,5I_{\text{ном}}$ для ДЗТ- 21. Для сравнения в реле ДЗТ-11 принимают ток срабатывания, равным $1,5I_{\text{ном}}$, так как это реле не имеет блокировки по второй гармонике.

6. Принимая $I_{\text{ср.мин.}} = 0,3I_{\text{ном.тр.}}$ и приводя это значение к номинальному току трансформаторов тока, получим:

$$I_{ср. мин} = 0,3 \cdot 0,42 = 0,126 \text{ ОЕ.}$$

7. Минимальное значение дифференциального тока срабатывания в цифровом реле из диапазона возможных уставок (0,15...1,2) равно 0,15 ОЕ. Тогда уставка на реле горизонтального участка тормозной характеристики составит в относительных единицах: $Id = 0,15/0,42 = 0,36$.

Принимаем $Id = 0,4$ ОЕ.

8. При малых значениях тока (до $2,5 I_{ном.тр.}$) ТТ работают с погрешностью $\varepsilon \leq 5\%$. Определим наклон (коэффициент торможения) первого участка тормозной характеристики, исходя из условия отстройки от тока небаланса при малых токах:

$$Id_1 \geq K_{отс} \cdot (\varepsilon + \Delta U) \cdot 2,5 = 1,5 \cdot (0,05 + 0,16) \cdot 2,5 = 0,79$$

Принимаем $Id_1 = 0,8$ ОЕ.

На рис.6.3 изображена тормозная характеристика зависимости дифференциального тока (Id) от тормозного тока (I_T) в относительных единицах (относительно номинального тока трансформатора). Горизонтальная линия (отрезок А-В) проводится на уровне $Id = 0,4$ ОЕ. Для построения второго уровня тормозной характеристики отмечается точка с координатами: $Id_1 = 0,8$ ОЕ и $I_T = 2,5$ ОЕ. Через эту точку и начало координат проводится прямая линия.

Пересечение этой прямой с горизонтальной линией (точка В) определяет первый излом тормозной характеристики.

Коэффициент 1-го участка торможения равен $tg \alpha_1 = Id_1/I_T = 0,8/2,5 = 0,32$.

9. Выбирается наклон 2-го (основного) участка торможения. Для этого определим значение дифференциального тока при КЗ на шинах 6 кВ из условия отстройки от максимального тока небаланса. Максимальный ток КЗ (тормозной ток) при этом повреждении равен 1470А, приведенный к стороне ВН, что составляет кратность $I_T = 1470/126 = 11,7$ ОЕ. Значение дифференциального тока определяется по выражению:

$$Id_2 \geq K_{отс} \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_T = 1,5 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 11,7 = 5,44$$

где K_a – коэффициент апериодической составляющей, равный 1,5;

ε - 10%-ная погрешность трансформаторов тока;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки.

Для повышения надежности принимаем $Id_2 = 7$ ОЕ.

Второй участок торможения на рис 6.3 представляет прямую линию, проведенную через точку с координатами 11,7; 7,0 (точка «Д») и точку на оси абсцисс $I_T = 2,5$.

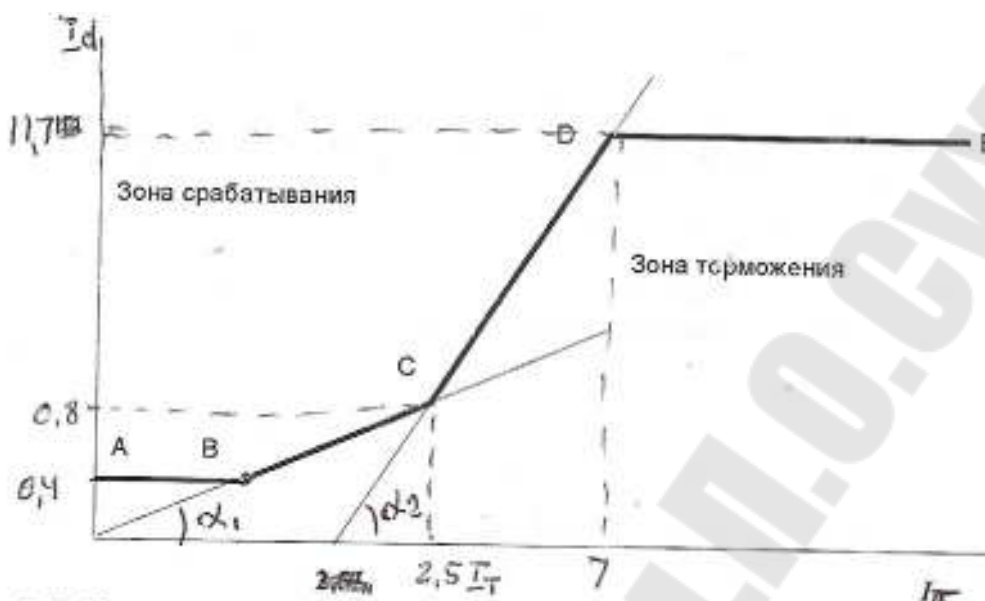


Рис.6.3 – Тормозная характеристика к примеру 6.1

Пересечение этой прямой с первым участком торможения дает точку второго излома тормозной характеристики (точка С). Второй излом характеризуется коэффициентом торможения:

$$\operatorname{tg} \alpha_2 = \frac{I_{d2}}{I_{T2} - I_{T1}} = \frac{7}{11,7 - 2,5} = 0,76$$

Отметим, что наклон касательной линии к тормозным характеристикам аналоговых реле ДЗТ-11 и ДЗТ-21 составляет $\operatorname{tg} \alpha = 0,75$.

10. Определим уставку дифференциальной токовой отсечки (значение тока срабатывания которой не зависит от величины тормозного тока). Как и для любой токовой отсечки ток срабатывания выбирается по двум условиям:

- по условию отстройки от максимального тока небаланса при КЗ за трансформатором и при максимальном значении коэффициента апериодической составляющей ($K_a = 3$):

$$I_{d3} \geq K_{omc} \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_T = 1,2 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 11,7 = 6,46$$

- по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформатора при его включении $I_{d3} \geq 6 \cdot I_{ном}$ Принимаем $I_{d3} = 7$ о.е.

11. Проверим чувствительность дифференциальной защиты.

При КЗ в зоне срабатывания чувствительность защиты можно не проверять, так как уставка составляет $0,4 I_{ном}$ при минимальном токе КЗ $4,8 I_{ном}$.

Следует отметить, что при перегрузке трансформатора до $(1,4-1,5) I_{ном}$ (рис.6.3) торможение фактически отсутствует, следовательно, в этом режиме

ток срабатывания составляет $0,4I_{ном}$. и защита может реагировать на однофазные КЗ и межвитковые замыкания в обмотке трансформатора.

Проверяется чувствительность дифференциальной отсечки при КЗ на выводах ВН трансформатора. Для этого определяется ток КЗ на шинах 110 кВ в минимальном режиме системы. Для рассматриваемого случая он равен 4,3 кА.

$$I_{к.мин} = U_{ср.} / (\sqrt{3} \cdot Z'_{с.макс}) = 115 / \sqrt{3}(14,213 + j48,365) = 1320.$$

Тогда, чувствительность защиты при двухфазном КЗ составит:

$$K_{ч} = I_{к.мин}^{(2)} / (I_{ном.тр} \cdot Id_3) = 0,866 \cdot 4200 / (126 \cdot 7,0) = 4,1 \geq 2.$$

На рис. 6.3 ломаная линия А,В,С,Д,Е отображает тормозную характеристику дифференциальной защиты цифрового реле. Сравнивая данную характеристику с тормозной характеристикой аналогового реле ДЗТ-21(11), видим их полную адекватность.

Настройка цифрового реле на заданную характеристику осуществляется по разному. В одних реле, например REF-542, она задается следующими параметрами: значениями Id_1 , Id_2 , координатами точек «В» и «С» (по оси абсцисс) и величиной $tg\alpha_2$. В других реле (R31PT)- значениями: $Id_1, Id_2, tg\alpha_1, tg\alpha_2$. Тормозная характеристика цифрового реле типа RET-316 несколько отличается от рассмотренной (рис.6.3), но принцип расчета тот же. Вместе с тем, следует отметить, что уставки реле RET-316 можно не рассчитывать, если их принять такими как рекомендует фирма-производитель независимо от мощности трансформатора.

6.3 Пример расчета МТЗ трансформатора. Рассчитать ток срабатывания МТЗ трансформатора, установленного на двухтрансформаторной подстанции ГПП. Исходные данные:

–Параметры трансформатора ТДН-16000, 115/6,6; $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$; напряжения КЗ трансформатора при крайних и среднем положениях РПН: $u_{к.макс} = 11,71\%$; $u_{к.мин} = 9,8\%$; $u_{к.ср} = 10,5\%$;

–сопротивление энергосистемы в минимальном режиме при КЗ на шинах 110 кВ подстанции: $X_{с.мин} = 30$ Ом;

–максимальный рабочий ток нагрузки одного трансформатора при выведенном в ремонт втором составляет: $I_{р.макс} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1960$ А

Решение.

1. Определяем сопротивление трансформатора при максимальном допустимом напряжении обмотки ВН и значении $u_{к.макс}$:

$$X_{тр.макс} = \frac{u_{к.макс} \cdot U_{ВНмакс}^2}{100 \cdot S_{н.тр}} = \frac{11,71 \cdot 126^2}{100 \cdot 16} = 116 \text{ Ом.}$$

2. Значение минимального тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенного к сторонам ВН и НН:

$$I_{к.минВН}^{(3)} = \frac{U_{ВНмакс}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.мин} + X_{тр.макс})} = \frac{126000}{\sqrt{3} \cdot (30 + 116)} = 498 \text{ А;}$$

$$I_{к.минНН}^{(3)} = I_{к.минВН}^{(3)} / K_{тр.макс} = 498 / (126 / 6,6) = 9512 \text{ А.}$$

3. Определяем ток срабатывания МТЗ ввода 6 кВ (защита трансформатора на стороне НН). Расчетный режим – подача напряжения на трансформатор при максимальной нагрузке трансформатора по:

$$I_{сзНН} = K_n \cdot K_{сзп} \cdot I_{р.макс} / K_\epsilon = 1,2 \cdot 2,2 \cdot 1960 / 0,96 = 5390 \text{ А,}$$

где $K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки; для общепромышленной нагрузки и городских сетей принимаем $K_{сзп} = 2,2$.

4. Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на шинах 6кВ:

$$K_\chi = I_{к.минНН}^{(2)} / I_{сзНН} = 0,867 \cdot 9512 / 5390 = 1,53 > 1,5.$$

5. Определяем ток срабатывания МТЗ трансформатора (защита ввода 110 кВ) при минимальном значении коэффициента трансформации трансформатора:

$$I_{сзВН} = \frac{K_{нс} \cdot I_{сзНН}}{K_{тр.мин}} = \frac{1,25 \cdot 5390}{115(1 - 0,16) / 6,6} = 460 \text{ А.}$$

6. Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора при минимальном токе КЗ за трансформатором:

$$K_\chi = I_{к.минВН}^{(3)} / I_{сзВН} = 498 / 460 = 1,08$$

что недопустимо, так как меньше требуемого 1,2. Здесь, поскольку применяется цифровое реле и ТТ на стороне ВН соединены в полную звезду, то ток двухфазного КЗ за трансформатором численно равен току трехфазного КЗ.

Если ТТ на стороне ВН соединить по схеме треугольника, то:

$$K_\chi = I_{к.минВН}^{(2)} / I_{сзВН} = 0,867 \cdot 498 / 460 = 0,94$$

В случае отсутствия защиты на стороне НН трансформатора (ввод 6 кВ), чувствительность МТЗ трансформатора должна быть повышена до значения 1,5.

Следовательно, МТЗ трансформатора не проходит по чувствительности. В этом случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению (можно принять без расчета $U_{сз} = 0,6 \cdot U_{ном}$) и выбор уставок защит выполняют следующим образом.

7. Ток срабатывания МТЗ ввода 6 кВ при $K_{сзп} = 1$:

$$I_{сзНН} = K_n \cdot K_{сзп} \cdot I_{р.макс} / K_\epsilon = 1,2 \cdot 1 \cdot 1960 / 0,96 = 2450 \text{ А.}$$

8. Ток срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{сзВН} = \frac{K_{нс} \cdot I_{сзНН}}{K_{тр.мин}} = \frac{1,25 \cdot 2450}{115(1 - 0,16) / 6,6} = 210 \text{ А.}$$

9. Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора с блокировкой по напряжению:

$$K_\chi = I_{к.минВН}^{(2)} / I_{сзВН} = 0,867 \cdot 498 / 210 = 2,05$$

Домашнее задание №6

Рассчитать уставки дифференциальной защиты и МТЗ трансформатора
Построить тормозную характеристику дифференциальной защиты. Номер задания соответствует последней цифре зачетной книжки.

№ варианта	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	S_T , МВ·А	X_c , Ом	$I_{к макс}$, А (ВН)	$I_{к мин}$, А (ВН)
1	110	10	6,3	22	1400	1300
2	110	6	10	25	1600	1450
3	110	10	10	28	1300	1200
4	110	6	16	30	1450	1300
5	110	10	16	35	1700	1550
6	110	6	25	40	1100	950
7	110	10	25	30	2000	1950
8	110	6	40	28	1980	1820
9	110	10	40	25	1850	1610
0	110	6	6,3	20	1760	1580

Практическое занятие №7

Защита электродвигателей напряжением выше 1000 В

Основной защитой электродвигателей (ЭД) от междуфазных КЗ является токовая отсечка, если мощность ЭД меньше 5 МВт или дифференциальная защита, если $P_{\text{ЭД}} \geq 5$ МВт. Дифференциальная защита может применяться и при меньшей чем 5 МВт мощности двигателя при условии, что обмотки этих двигателей имеют выводы со стороны нейтрали. Кроме защит от междуфазных КЗ на двигателе должна быть предусмотрена защита от однофазных замыканий на землю, порядок выбора уставок которой рассмотрен ранее.

7.1 Расчет токовой отсечки двигателя

Ток срабатывания отсечки выбирается по выражению

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{пуск}}, \quad (7.1)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, для цифровых реле, принимается 1,3-1,4; $I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток ЭД.

Коэффициент чувствительности отсечки проверяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}, \quad (7.2)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ – минимальный двухфазный ток КЗ на линейных выводах ЭД.

Согласно ПУЭ должно выполняться условие $K_{\text{ч}} \geq 2$.

Если в выражении (7.1) в качестве $I_{\text{пуск}}$ принять паспортное значение пускового тока ЭД, то чувствительность отсечки может оказаться недостаточной. В этом случае следует рассчитать реальное значение пускового тока с учетом сопротивления питающего источника по выражению:

$$I_{\text{пуск}} = U_{\text{нн.ср}} / [\sqrt{3}(x_{\text{нн.мин}} + x''d)], \quad (7.3)$$

Следует отметить, что токовая отсечка защищает только часть обмотки ЭД, расположенной ближе к линейным выводам. Указанную часть обмотки в процентах можно определить по формуле:

$$l_{\text{то}} = (I_{\text{к.мин}}^{(2)} - I_{\text{с.з}}) / I_{\text{кз.мин}}^{(2)} \cdot 100 \%. \quad (7.4)$$

7.2 Расчет дифференциальной защиты двигателя

Для 100%-го охвата всей обмотки двигателя применяют дифференциальную защиту. В цифровых реле ток срабатывания дифференциальной защиты принимается равным 50 % номинального тока двигателя. Торможение

дифференциальной защиты от пусковых токов и чувствительность дифференциальной защиты осуществляется также как в трансформаторах.

Повысить чувствительность токовой отсечки можно применив цифровое реле SPAC-802, у которого есть функция автоматического удвоения уставки токовой отсечки при пуске двигателя. Данная функция работает по следующему алгоритму. В реле имеется три токовых пороговых органа (ПО). Два первых ПО максимального тока с уставками $0,1I_{\text{ном}}$ и $1,5I_{\text{ном}}$, а третий ПО – минимального тока с уставкой $1,25I_{\text{ном}}$. При быстром нарастании тока два первых ПО последовательно срабатывают и если промежуток времени между срабатыванием ПО1 и срабатыванием ПО2 не превысит 60 мс, то это будет свидетельствовать о начале пуска двигателя, а не его перегрузке. В этот момент цифровое реле удваивает уставку токовой отсечки, которая в данном случае будет отстроена от максимального пускового тока. После окончания процесса пуска двигателя, его ток уменьшается до номинального значения. При достижении порога срабатывания ПО3 снимается удвоение уставки и токовая отсечка уже будет работать с повышенной чувствительностью к коротким замыканиям в работающем двигателе.

Однако данная функция имеет недостаток: она может необоснованно загрузить токовую отсечку в случае включения двигателя на короткое замыкание.

На современных цифровых реле имеется возможность выполнить защиту двигателя от затяжного пуска и заклинивания ротора. Первая защита срабатывает и отключает двигатель, если ток двигателя от начала процесса пуска превышает значение $3I_{\text{ном}}$ в течение заданного времени $t_1 \approx 2t_{\text{пуск}}$. Начало пуска обнаруживается в момент увеличения потребляемого тока от 0 до значения более 5 % номинального тока. Вторая защита срабатывает если пуск завершен, двигатель работает нормально и в установившемся режиме неожиданно ток двигателя достигает значения более $3I_{\text{ном}}$ и держится в течение заданного времени $t_2 = 3-4$ с.

7.3 Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения (ЗМН) применяется на всех без исключения двигателях. Если количество двигателей, подключенных к одной секции шины больше одного, то в общем случае применяется двухступенчатая ЗМН.

Первая ступень ЗМН выполняет функцию отключения неответственных двигателей для обеспечения самозапуска ответственных по технологии агрегатов. Уставка ЗМН-1 выбирается по условию обеспечения возврата ре-

ле напряжения при восстановлении напряжения на шинах после отключения КЗ токовыми защитами присоединения. При этом необходимо, чтобы все защиты отходящих от шин линий имели токовые отсечки без выдержки времени. Если это условие не выполняется, двигатели могут затормозиться и последует одновременный самозапуск всех двигателей (групповой), который может оказаться неуспешным. Выдержка времени ЗМН-1 отстраивается от времени действия МТЗ отходящих линий и обычно равна по времени МТЗ питающего ввода. Таким образом, уставки ЗМН - 1 следующие:

$$U_{cз} \leq (0,6...0,7)U_{ном}; t_{cз} \approx t_{мтз.в}. \quad (7.5)$$

Вторая ступень ЗМН применяется для ответственных двигателей и уставка ее определяется значением напряжения на шинах, при котором самозапуск двигателей не может быть обеспечен. Выдержка времени второй ступени определяется технологическими условиями работы механизмов.

Таким образом, уставки ЗМН-2 следующие:

$$U_{cз} \leq (0,4...0,5)U_{ном}; \quad (7.6)$$

7.4 Особенности защиты синхронных двигателей

Синхронный двигатель (СД), кроме указанных выше защит, имеет защиту от асинхронного хода. Асинхронный ход опасен тем, что в роторе возбужденного СД наводится ЭДС и соответствующие ей токи с частотой скольжения, которые вызывают нагрев ротора, а при большом скольжении еще и его вибрацию. Асинхронный ход цифровым реле выявляется по величине реактивной мощности, потребляемой двигателем. Данная защита отключает двигатель с выдержкой времени около 16...20 с при достижении реактивной мощности значения более 50 % номинальной мощности двигателя. Уставка задается в квар. реактивных.

В цифровом реле типа БМРЗ-ДС заложена новая защитная функция – опережающее отключение синхронных двигателей при потере устойчивости. Отключение СД производится в начальной стадии аварийных процессов, вызванных короткими замыканиями в питающей сети в тех случаях, когда в последующем процессе развития аварии двигатель теряет динамическую устойчивость и попадает в асинхронный режим с возбуждением. Данную защиту целесообразно применять для тех СД, у которых ресинхронизация невозможна без разгрузки двигателя. Это относится к тихоходным синхронным двигателям с поршневыми компрессорами или приводными механизмами с высоким противодавлением.

7.5 Защита от перегрузки на основе тепловой модели

Перегрузка электродвигателей вызывает чрезмерный нагрев их обмоток и может привести к повышенному износу или тепловому пробое изоляции. Допустимое время перегрузки находится в обратнопропорциональной зависимости от квадрата величины тока перегрузки. Поэтому защита от перегрузки двигателя на аналоговых реле выполняется с использованием обратнозависимой от тока выдержки времени (индукционный элемент реле типа РТ-80). Вместе с тем, такой принцип выполнения защиты не отслеживает температуру защищаемого объекта. При повторном пуске двигателя с горячего состояния реле РТ-82 имеет такую же выдержку времени, как и при пуске холодного двигателя.

Более совершенный принцип выполнения защиты от перегрузки используется в цифровых реле, в которых температура защищаемого объекта косвенно отслеживается как при нагреве, так и при охлаждении. Защита срабатывает, когда интегральная температура превысит допустимое значение.

Тепловая модель двигателя описывается следующим выражением:

$$\theta = I_*^2 \cdot (1 - e^{-t/T}) + \theta_{нач} \cdot e^{-t/T} \cdot p, \quad (7.7)$$

где θ – интегральная температура модели в относительных единицах;

$\theta_{нач}$ – начальная температура, с которой двигатель начинает охлаждаться;

I_* – кратность тока перегрузки по отношению к значению номинального тока двигателя, увеличенному на 5 %;

t – текущее время, с; T – тепловая постоянная времени, с.

p – коэффициент изменения начальной температуры модели, значение которого принимается в зависимости от заданных условий.

Первое слагаемое выражения (7.7) отражает процесс нагрева, а второе – охлаждение двигателя.

В качестве тепловой характеристики двигателя в зарубежной практике используется параметр t_{6x} , под которым подразумевается предельно допустимое время нахождения холодного двигателя в заторможенном состоянии при 6-кратном токе. У обычных двигателей параметр t_{6x} превышает время пуска примерно в два раза ($t_{6x} \approx 2 t_{п}$). Существует однозначная связь между постоянной времени T и параметром t_{6x} , что вытекает из уравнения (6.3) после его решения относительно t :

$$t_{6x} = T \cdot \ln[(I_*^2 - I_{*нач}^2 P) / (I_*^2 - I_{*откл}^2)] = T \cdot \ln[(6^2 - 0) / (6^2 - 1,05^2)] = T/32. \quad (7.8)$$

Из выражения (7.8) постоянную времени нагрева T_n можно определить по формуле:

$$T_n = 60 \cdot t_{п}, \quad (7.9)$$

где $t_{\text{п}}$ – время пуска, определяемое из опыта пуска двигателя при полной нагрузке.

После отключения двигателя процесс его остывания характеризуется постоянной времени остывания T_0 , значение которой намного больше постоянной времени нагрева:

$$T_0 = (2 \dots 4)T_{\text{н}}. \quad (7.10)$$

Это объясняется отсутствием принудительной вентиляции остановленного двигателя.

Ниже на конкретном примере показано как тепловая модель цифрового реле отслеживает температуру обмотки двигателя при его включении и отключении.

Предположим, из опытных данных известно, что кратность пускового тока двигателя равна $6I_{\text{ном}}$, а время пуска – $t_{\text{п}} = 5$ с. Тогда:

$$T_{\text{н}} = 60 \cdot 5 = 300 \text{ с}; \quad T_0 = 4T_{\text{н}} = 4 \cdot 300 = 1200 \text{ с}.$$

Согласно ПТЭ двигателя обязаны обеспечивать 2 пуска из холодного состояния и 1 из горячего состояния. Поэтому в тепловой модели принимаем $p = 0,5$ при $I_{\text{дв}} > I_{\text{ном.дв}}$ и $p = 1$ при $I_{\text{дв}} \leq 1,05I_{\text{ном.дв}}$.

При включении двигателя из холодного состояния ($\theta_{\text{нач}} = 0$) температуру его обмотки к концу пуска, определим по выражению (7.7):

$$u = I_*^2 (1 - e^{-t/T}) + 0 = (6/1,05)^2 (1 - e^{-5/300}) = 0,54,$$

т.е. двигатель будет нагрет до 54 % допустимой температуры.

Если после окончания пуска двигатель перейдет в режим нормальной работы с номинальным током, то процесс изменения температуры будет описываться выражением (7.7), в котором коэффициент $p=1$. Например, спустя 10 мин (600 с) после пуска температура двигателя составит:

$$u = (1/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-600/300}) + 0,54 \cdot e^{-600/300} \cdot 1 = 0,86 \text{ (86 \%)}.$$

Установившееся же значение температуры двигателя нормального режима при $t = \infty$, составит:

$$u = I_*^2 = (1/1,05)^2 = 0,91.$$

Следует отметить, что значение допустимой (100 %-ной) температуры двигателя в среднем составляет 120...135°C.

Можно показать, что защита разрешит пуск двигателя, работающего с полной нагрузкой и из горячего состояния при температуре равной 91 % (здесь p принимается равным 0,5):

$$u = (6/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-5/300}) + 0,91 \cdot e^{-5/300} \cdot 0,5 = 0,987.$$

Как видно, при самозапуске двигателя (из горячего состояния) его температура не превысит допустимого значения. При этом в процессе установившейся работы температура двигателя снова установится на уровне 91 %.

Проверим требование ГОСТ183-74 на отечественные электродвигатели, допускающего нахождение ЭД в течение 2 минут в режиме перегрузки 1,5-кратным током:

$$u = (1,5/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-120/300}) + 0,91 \cdot e^{-120/300} \cdot 0,5 \leq 100 \%$$

Как видим, требования ГОСТа выполняются.

Определим температуру двигателя через 25 мин после его отключения:

$$\theta = 0 + 0,91 \cdot e^{-1500/1200} \cdot 1 = 0,26$$

Поскольку процесс нагрева и охлаждения двигателя происходит по экспоненциальному закону, то для полного остывания двигателя должно пройти время не менее $3T_0 = 3 \cdot 1200 = 3600$ с, т.е. не менее 1 часа.

Надо отметить, что в качестве уставок защиты от перегрузки в цифровое реле, например Seram 2000, вводят значения постоянных времени T_n и T_0 , а также температуру в процентах, при которой защита должна действовать на сигнал и на отключение, например, 98 % и 110 % соответственно.

При аварийном отключении двигателя защитой от перегрузки его пуск в дальнейшем блокируется до охлаждения двигателя до заданной температуры. Текущее значение температуры двигателя можно вывести на дисплей реле.

Как выше отмечалось, цифровые реле измеряют значения симметричных составляющих токов прямой и обратной последовательностей ($I_{пр}$ и $I_{обр}$). Последняя появляется при несимметрии и неполнофазном режиме. Составляющая обратной последовательности генерирует в роторе двигателя токи значительной амплитуды, которые создают существенное повышение температуры в обмотке ротора и его вибрацию. Поэтому в цифровых реле с превышением величины $I_{обр}$ значения порога срабатывания (уставки) специальная защита от несимметрии отключает двигатель с выдержкой времени. Кроме того, повышенная интенсивность нагрева двигателя при появлении тока обратной последовательности учитывается в тепловой модели следующим образом.

Вычисляется эквивалентный ток:

$$I_{экр} = \sqrt{I_{пр}^2 + KI_{обр}^2}, \quad (7.11)$$

где K – коэффициент усиления влияния тока обратной последовательности на допустимую перегрузку.

При отсутствии необходимых данных значение K принимается равным 4 для отечественных двигателей и около 6 для зарубежных.

Вычисление кратности тока I_* в выражении (6.3) производится по величине эквивалентного тока.

Например, определим допустимое время перегрузки двигателя при неполнофазном режиме (обрыв провода на линии 110 кВ). В этом случае, поскольку $I_{пр} = I_{обр}$, значение эквивалентного тока составит

$$I_{эқв} = \sqrt{I_{пр}^2 + 4I_{пр}^2} = 2,236I_{пр}. \quad (7.12)$$

Подставив в выражение (7.7) значение $I_{эқв}$ при времени $t = 43$ с, получим:

$$\theta = (2,236/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-43/300}) + 0,91e^{-43/300} \cdot 0,5 = 100 \%.$$

Следовательно, данный двигатель при неполнофазном режиме отключится защитой от перегрузки за время около 45 с.

Следует отметить, что при тепловых расчетах реальное значение пускового тока двигателя необходимо вычислять по выражению (7.8).

Домашнее задание № 7

Рассчитать для защиты электродвигателя уставки следующих видов защит:

- Защита от междуфазных КЗ;
- Защита от замыкания на землю;
- Защита от перегрузки;
- Защита минимального напряжения.

Рекомендуется придерживаться следующей последовательности расчета. Определяется номинальный ток двигателя:

$$I_{ном.дв} = \frac{P_{дв}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}.$$

1. В качестве защиты от междуфазных КЗ в обмотке статора применяют токовую отсечку при мощности ЭД меньше 5 МВт или дифференциальную защиту при $P_{дв} \geq 5$ МВт. Токовую отсечку рекомендуется принимать в двухфазном или трехфазном исполнении ($K_{сх} = 1$).

Расчетное значение первичного тока срабатывания токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{сз} \geq K_{зап} \cdot K_{п} \cdot I_{ном.дв},$$

где $K_{п}$ – кратность пускового тока;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, принимается равным 1,8...2 для токового реле РТ-80; 1,5...1,6 для реле РТ-40 и 1,3...1,4 для цифрового реле.

Чувствительность защиты оценивается по формуле:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к}}^{(2)} / I_{\text{сз}} \geq 2 \quad (7.13)$$

Если чувствительность отсечки недостаточная (меньше 2) или мощность ЭД более 5 МВт, то применяют дифференциальную защиту, при условии, что обмотка этого двигателя имеет выводы со стороны нейтрали.

Ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{ном.дв}} \quad (7.14)$$

где $K_{\text{зап}} = 1,5...2$ для дифференциальных реле типа РНТ-565 и ДЗТ-11; $K_{\text{зап}} = 0,8...1,0$ для РСТ-15 и $K_{\text{зап}} = 0,5$ принимается для цифрового реле.

Чувствительность защиты оценивается по (7.13).

2. Защита от однофазных замыканий на землю двигателя устанавливается если суммарный емкостной ток замыкания на землю сети ($I_{\Sigma\text{С}}$) превышает 5 А. Она выполняется аналогично защите линии, но защита ЭД действует на отключение двигателя. Данная защита выполняется на базе реле тока нулевой последовательности типа РТЗ-51.

Ток срабатывания защиты определяется по выражению (4.6).

Чувствительность защиты определяется по (4.7), где $I_{\Sigma\text{С}}$ принять из задания № 3. Если чувствительность окажется недостаточной, то рекомендуется применить направленную защиту с реле ЗЗП-1М.

3. Защита от перегрузки выполняется с помощью одного реле максимального тока, контролирующего фазный ток двигателя.

Ток срабатывания защиты ЭД от перегрузки определяется по выражению:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{ном.дв}} / K_{\text{в}},$$

где $K_{\text{зап}} = 1,05$; $K_{\text{в}} = 0,8$.

Выдержка времени срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от времени пуска двигателя:

$$t_{\text{сз}} \geq (1,3...1,4) \cdot t_{\text{пуск}}$$

где $t_{\text{пуск}}$ в задачи принять 6...12 с

В цифровых реле, кроме выше названных предусмотрена специальная защита от перегрузки ЭД на основе тепловой модели.

4. Защита минимального напряжения (ЗМН) применяется на всех двигателях. При наличии нескольких двигателей защита выполняется групповой.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения (уставка реле напряжения) определяется по формуле:

$$U_{c.p} = (0,5...0,6)U_{2.ном},$$

где $U_{2.ном}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки измерительного трансформатора напряжения, равное 100 В.

Выдержка времени срабатывания ЗМН двигателей, на которых самозапуск не предусмотрен принимается равной 1.0..3.0 с.

Синхронные двигатели имеют еще защиту от асинхронного хода, которая обычно выполняется в возбуждательном устройстве, либо для этой цели используется защита от перегрузки. В последнем случае для исключения отказа при пульсации тока статора эта защита должна иметь выдержку времени не менее 0,6 с при возврате (устанавливается реле РП-250). При использовании цифровых реле защита от асинхронного хода реагирует на максимальное значение реактивной мощности ЭД:

$$Q_{c.з} \approx 0,5P_{ЭД}.$$

В заключение выбираются трансформаторы тока и уставки реле защит от междуфазных КЗ и перегрузки. Составляется карта уставок защит электродвигателя в виде таблицы 1.5 домашнего задания №1.

Практическое занятие №8

8.1 Расчет уставок защит генераторов

8.1.1 Защита низковольтных генераторов

Для генераторов мощностью до 150 кВт защита от междуфазных КЗ выполняется предохранителями или автоматами.

Предохранители выбираются по условиям:

$$U_{пр.ном} = U_{сети}, I_{пр.откл} \geq I_{кз.мах} \quad (8.1)$$

Плавкая вставка предохранителя выбирается из условий:

$$I_{вс.ном} \geq K_{зап} \cdot I_{раб.мах}, I_{вс.ном} \geq I_{перегр} / K_{пер} \quad (8.2)$$

где $I_{раб.мах}$ – максимальный рабочий ток, проходящий через предохранитель;

$K_{зап}$ – 1,1...1,25 коэффициент запаса;

$I_{кз.мах}$ – определяется в зависимости от того, одиночно или параллельно с другими генераторами работает генератор.

Токовая защита, выполняемая автоматическими выключателями выполняется трехфазной, если нейтраль глухо заземлена.

Автоматические выключатели устанавливаются со стороны шинных выводов при его параллельной работе с другими генераторами, а при одиночной работе – со стороны нулевых выводов.

Автоматические выключатели с комбинированными расцепителями осуществляют защиту генератора от КЗ и от перегрузок. Блокконтакты автомата используются для отключения автомата гашения поля (АГП). При выборе автоматов принимается $I_{расч} = I_{ген.ном}$.

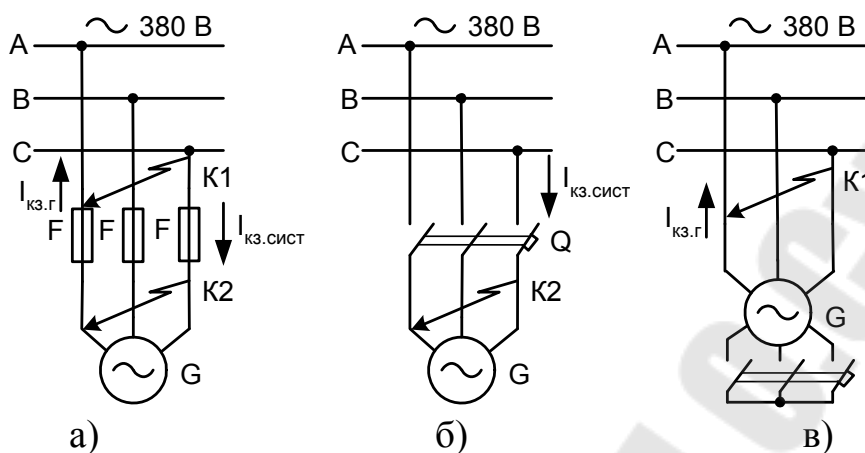


Рис. 8.1 – Расчетные точки КЗ при защите низковольтных генераторов:

а) Защита генератора предохранителями; б) Защита автоматическими выключателями при работе генератора параллельно с другими генераторами; в) Защита автоматическими выключателями при одиночной работе генератора. К1 – расчетная точка при работе генератора. Определяют $I_{кз.г}$. б) К2 – расчетная точка при работе генератора параллельно. Определяют $I_{кз.сист}$.

МТЗ генераторов с помощью вторичных реле косвенного действия применяются тогда, когда коммутационным аппаратом генератора служит магнитный пускатель.

Ток срабатывания защелки выбирается:

$$I_{сз} = \frac{K_{зап} \cdot K_{сз}}{K_6} \cdot I_{ген.ном}, \quad (8.3)$$

где $K_{сз} - 1,5-1,7$

Чувствительность защиты:

$$K_ч = \frac{I_{реле \text{ при КЗ на выводах генератора}}}{I_{сраб \text{ реле}}}, \quad (8.4)$$

Если оказывается, что $K_ч = < 1,2$ то $I_{сраб.реле}$ снижают, обеспечивая $K_ч = 1,2$, а отстройку от токов самозапуска осуществляют по времени.

Если генератор работает параллельно с другими генераторами, для обеспечения требований надежности и селективности дополнительно к МТЗ устанавливают токовую отсечку.

Реле отсечки подключаются к ТТ, установленным со стороны шинных выводов генератора, и действует за счет тока, идущего к месту повреждения от других генераторов.

Ток срабатывания ТО выбирают из условий:

$$I_{сз} \geq K_{зап1} \cdot I_{кз \max}, \quad (8.5)$$

$$I_{сз} \geq K_{зап2} \cdot I_{кач}$$

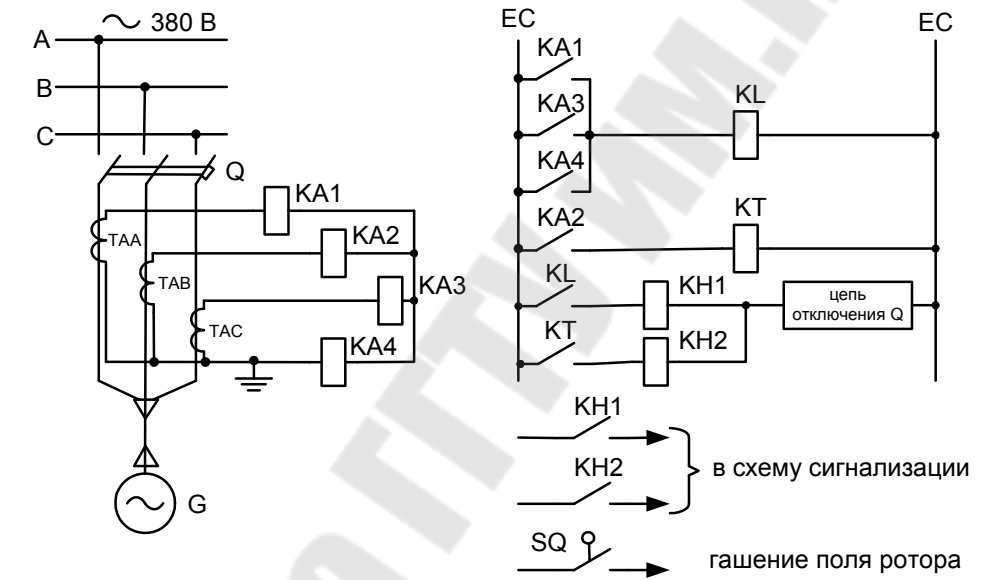
где $K_{зап1} = 1,6...1,8$ – РТ-80, $K_{зап1} = 1,3$ – РТ-40, $K_{зап2} = 1,2...1,3$ – ЦР.

$I_{кз\max}$ – периодическая составляющая тока генератора при $K^{(3)}$ на шинах генераторного напряжения; $I_{кач}$ – возможный ток качаний.

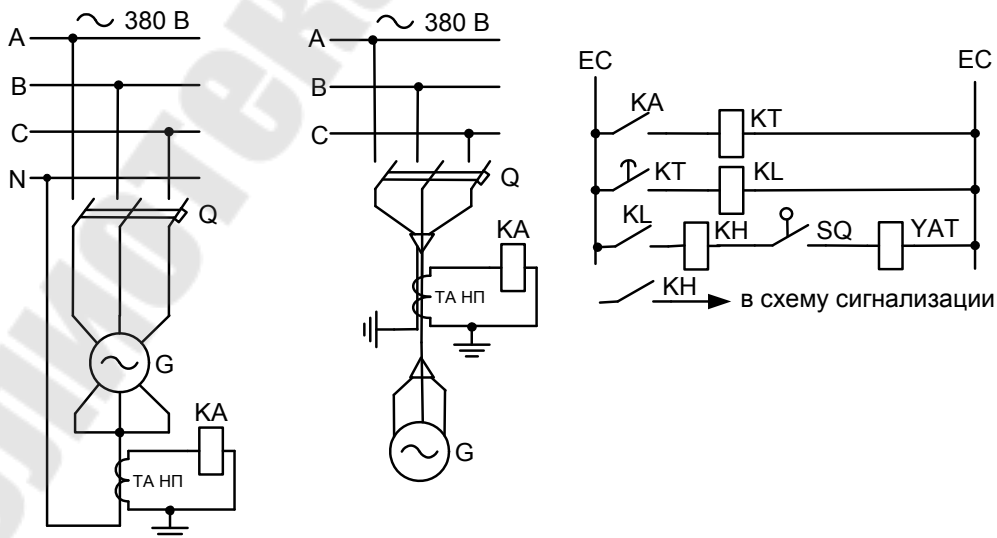
Чувствительность отсечки считается достаточной при $K_q \geq 2$.

Защита от замыканий в обмотках статора необходима для генераторов, работающих с заземленной нейтралью. Надобность в защите отпадает, если защита от многофазных КЗ выполняется трехфазной.

При двухфазном выполнении защиты от многофазных КЗ, дополнительно к ней должна предусматриваться защита нулевой последовательности – максимальная токовая защита или продольная дифференциальная защита.



a)



б)

Рис. 8.2 – Принципиальные схемы защиты низковольтных генераторов:
а) Релейная защита от междуфазных КА1, КА3 и однофазных КА4 КЗ и от перегрузки КА2; б) Релейная защита от однофазных КЗ. ТАНП – трансформатор тока нулевой последовательности.

В схеме релейной защиты от однофазных КЗ токовое реле КА включено через ТАНП в нулевой провод генератора. Это реле может действовать при КЗ на землю в сети генераторного напряжения, поэтому защита отстраивается от таких режимов с помощью реле времени КТ.

В ТАНП ток в реле КТ пропорционален разности магнитного потока, создаваемого токами фазных проводов и потоком, создаваемым током нулевого провода.

$$I_{сз} \geq K_{зап} \cdot I_{Г ном} \quad (8.6)$$
$$K_{зап} = 0,2 \dots 0,4$$

Защита от перегрузки может не устанавливаться, если ее функции выполняет защита от многофазных КЗ (автоматы или токовые реле).

8.1.2 Выбор уставок защит аварийных генераторов напряжением 0,4 кВ

Релейная защита аварийных генераторов 0,4 кВ. Схема защиты генератора, предназначенного для аварийного электроснабжения особо ответственных электроприемников, приведена на рис.8.2.а. В качестве источника оперативного тока используют аккумуляторную батарею, установленную для питания автоматики дизеля. Состав защиты:

- максимальная токовая защита (реле КА1, КА3),
- защита от однофазных КЗ (КА4),
- защита от перегрузки (КА2),

Все токовые реле типа РТ-40, РСТ. Для отключения повреждений внутри генератора трансформаторы тока защиты включают со стороны нулевых выводов, если это возможно. Если это невозможно, то защиту от однофазных КЗ включают на отдельный трансформатор тока, установленный в нулевом проводе генератора .

Ток срабатывания максимальной токовой защиты генератора выбирают по следующим условиям:

1. Несрабатывание при максимальном рабочем токе (принимается равным номинальному току генератора $I_{н.г}$) с учетом его увеличения при самопуске электродвигателей:

$$I_{с.з} = \frac{K_n}{K_B} K_{сзн} I_{н.г} \quad (8.7)$$

где K_n и K_B – коэффициенты надежности и возврата, для реле РТ-40 принимаются соответственно 1,2 и 0,8; для микропроцессорных реле – соответственно – 1,1 и 0,95-0,96.

2. Несрабатывание при максимальном рабочем токе с учетом пуска наиболее мощного двигателя

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n}{K_B} [(I_{н.г} - I_{н.дв}) + I_{пуск.дв}], \quad (8.8)$$

где $I_{н.дв}$ и $I_{пуск.дв}$ – соответственно номинальный и пусковой ток наиболее мощного электродвигателя.

3. Согласование с защитами (токовыми отсечками) отходящих от генераторных шин линий по условию (8.5)

$$I_{с.з} = K_{нс} I_{с.о}, \quad (8.9)$$

где $K_{нс}$ – коэффициент надежности согласования, который выбирается принимается равным для автоматических выключателей серии ВА и реле защиты генератора с реле РТ-40 1,4, с реле РТ-80 1,5, с цифровыми реле – 1,2; $I_{с.о}$ – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование.

Пример расчета №8.1. Определить предельные значения тока срабатывания защиты отходящих линий селективных с защитой аварийного генератора 0,4 кВ, параметры которого следующие: $P_{н.г}=630$ кВт; $S_{н.г}=787$ кВА; $U_{н.г}=0,4$ кВ; $I_{н.г}=1138$ А; $X''_d=0,16$ ОЕ; $K_c=0,63$; $I_{в.пред}=10$. Генератор имеет максимальную токовую защиту с независимой характеристикой, выполненную с помощью вторичных реле типа РТ-40.

Решение.

1. Определяем установившийся ток трехфазного КЗ на зажимах генератора. КЗ на зажимах соответствует режиму предельного возбуждения.

2. Определим значения ЭДС и сопротивление генератора: $E_2=400$ В,

$$X_2 = X''_d \frac{U_{н.г}^2}{S_{н.г}} = 0,16 \frac{400^2}{787} = 322,7 \text{ мОм},$$

3. Установившийся ток трехфазного КЗ по формуле $I_{\kappa I}^{(3)} = 400/(\sqrt{3} \cdot 322,7) = 7,16 \text{ кА}$. Его можно определить также по выражению: $I_{\kappa I}^{(3)} = K_c I_{в.пред} I_{н.г} = 0,63 \cdot 10 \cdot 1,138 = 7,16 \text{ кА}$.

4. Ток срабатывания максимальной токовой защиты генератора не может превышать значения $I_{с.з} \leq 7,16/1,5 = 4,77 \text{ кА}$. Следовательно, для защиты отходящих линий можно применить выключатели, ток срабатывания отсечки которых не превышает $I_{с.о} \leq 4,77/1,4 = 3,4 \text{ кА}$. Влияние переходных сопротивлений на значение тока КЗ здесь не учтено, поскольку оно в данном случае несущественно.

5. Обеспечение необходимой чувствительности защиты в установившемся режиме трехфазного КЗ за выключателем генератора:

$$K_{\kappa} = \frac{I_{K\infty}^{(3)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (8.10)$$

и с учетом переходных сопротивлений:

$$K_{\kappa R} = \frac{I_{K\infty R}^{(3)}}{I_{с.з}} \geq 1,2, \quad (8.11)$$

6. Значение тока на зажимах генератора в соответствии с ГОСТ 14965-80 должно составлять не менее $3I_{н.г}$. Поэтому необходимая чувствительность защиты гарантируется, если ее ток срабатывания не превышает значения.

$$I_{с.з} \leq 3I_{н.г} / 1,5 = 2I_{н.г}, \quad (8.12)$$

7. Выдержку времени срабатывания максимальной токовой защиты генератора принимают по условию

$$t_{с.з} = t_{с.о} + \Delta t, \quad (8.13)$$

где $t_{с.о}$ – время срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование; Δt – ступень селективности, для защиты с независимой характеристикой принимается 0,4...0,5 с, для защиты с зависимой от тока характеристикой принимается в независимой части характеристики 0,5...0,6 с, в зависимой – не менее 1с.

Поскольку генератор является последним источником электроснабжения и его излишние отключения крайне нежелательны, ступень селективности защиты обычно повышают до 1 с.

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирают по условиям отстройки от номинального тока генератора $I_{с.з} \geq 1,4 I_{н.г}$, а также согласования с защитами отходящих линий, время срабатывания на ступень 0,4...0,5 с больше времени срабатывания защит от однофазных КЗ отходящих линий. Чувствительность проверяют по условию

$$K_{чR}^{(1)} = I_{кR}^{(1)} / I_{с.з} \geq 1,5, \quad (8.14)$$

где $I_{кR}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ через переходное сопротивление на шинах щита 0,4 кВ КТП.

Выбранный по условию отстройки от самозапуска электродвигателей по выражению (8.8) ток срабатывания максимальной токовой защиты может быть таким значительным, что чувствительность защиты по условиям (8.10 или 8.11) оказывается недостаточной. В этих случаях осуществляют поочередный самозапуск электродвигателей. В цепь управления пускателем (контактором) каждого двигателя включают замыкающие с выдержкой времени контакты реле времени, катушка которого включается на линейное напряжение первичной сети. Выдержку времени на срабатывание реле принимают на всех электродвигателях разной, поэтому после восстановления напряжения они включаются поочередно. В этом случае в выражении (8.8) можно принять $K_{сзн} = 1$. Поочередный самозапуск предпочтителен также с точки зрения предотвращения больших набросов нагрузки на дизель-генератор (дизель может остановиться).

Если чувствительность защиты не обеспечивается из-за условия (8.9), то дополнительно к поочередному самозапуску применяют пуск (блокировку) защиты по напряжению. Тогда при выборе тока срабатывания защиты можно не учитывать режимы пуска и самозапуска электродвигателей, т. е. учитывать только условие (8.7), в котором принимают $K_{сзн} = 1$, и условие (8.9). Это позволяет уменьшить ток срабатывания защиты и обеспечить ее чувствительность.

Пуск защиты по напряжению осуществляется специальным пусковым органом напряжения.

Схема комбинированного пускового органа напряжения, состоящего из фильтра-реле напряжения обратной последовательности KVZ типа РНФ-1М и реле минимального напряжения KV типа РН-50, приведена на рис. 8.3 а) Поскольку реле РНФ-1М выпускают только на напряжение 100 В, то оба реле подключают ко вторичным цепям трансформаторов напряжения 380/100 В, соединенных по схеме открытого треугольника. В нормальном режиме якорь реле KVZ отпущен, его контакт в цепи обмотки реле KV замкнут, якорь реле KV подтянут, а контакт KV в цепи пуска максимальной токовой защиты разомкнут. При появлении несимметрии фаз (двухфазное или однофазное КЗ) срабатывает реле KVZ, размыкая обмотку KV, которое разрешает пуск защиты. При симметричном снижении напряжения вследствие трехфазного КЗ реле KVZ не работает, но срабатывает реле KV, разрешая пуск защиты.

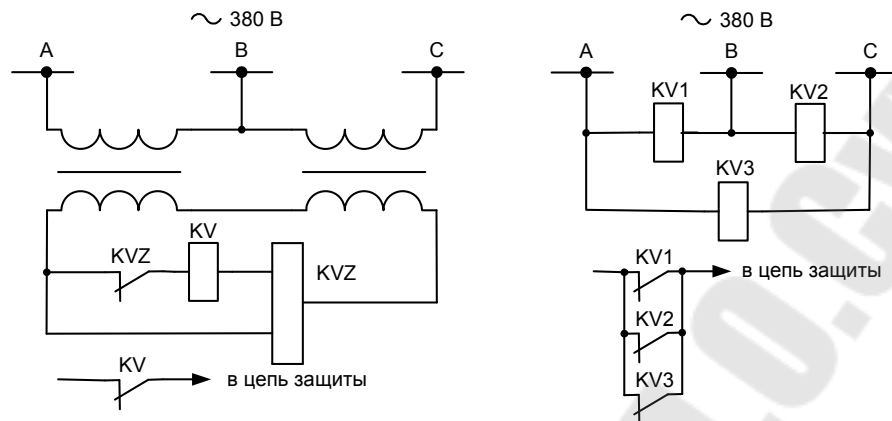


Рис. 8.3 – Пусковые органы напряжения максимальной токовой защиты: комбинированный (а) и трехрелейный (б)

Напряжение срабатывания реле KVZ выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме и в первичных величинах составляет $U_{2c.з} = (0,06...0,12)U_n$, где $U_{2c.з}$ и U_n - линейные напряжения. Напряжение срабатывания реле по шкале регулируется в пределах $6...12$ В, обычно принимается $U_{2c.п} = 6$ В.

Напряжение срабатывания защиты (отпадания якоря реле минимального напряжения KV) выбирается исходя из условия возврата реле при самозапуске электродвигателей (после отключения внешнего КЗ), когда напряжение в месте установки реле снижается до $U_{мин}$:

$$U_{c.з} = U_{мин} \frac{1}{K_n K_B}, \quad (8.15)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается $1,1...1,2$;

K_B – коэффициент возврата, для реле минимального напряжения принимается $1,15...1,2$.

Напряжение срабатывания реле $U_{c.п} = U_{c.з} / K_u$, где K_u – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Обычно $U_{c.з} = (0,5...0,7)U_n$. Ниже $0,5 U_n$ уставку выбирать не следует, так как защита может отказать при КЗ через переходное сопротивление.

Коэффициент чувствительности реле KVZ может не определяться, так как он обычно получается достаточно высоким.

Коэффициент чувствительности реле KV определяется при КЗ в зоне резервирования и должен быть не менее 1,2. Для схемы комбинированного пуска он определяется по выражению

$$K_u = U_{c.з} K_B / U_K^{(3)}, \quad (8.16)$$

где $U_{\kappa}^{(3)}$ – междуфазное напряжение в месте установки реле при трехфазном металлическом КЗ в конце зоны резервирования (при питании от генераторов – для момента времени, соответствующего времени действия защиты).

Из условия (8.16) видно, что K_{κ} автоматически повышается в K_{ε} раз, так как в момент возникновения трехфазного КЗ из-за кратковременного появления напряжения обратной последовательности срабатывает реле KVZ , и тогда реле KV работает «на возврате».

Пусковой орган, состоящий из трех реле минимального напряжения типа РН-50, показан на рис. 8.3,б. В нормальном режиме якорь реле подтянут, а контакты разомкнуты. При снижении напряжения вследствие КЗ любых двух или всех трех фаз ниже уставки реле якорь реле отпадает, реле срабатывает, замыкает контакты и разрешает пуск максимальной токовой защиты генератора. Напряжение срабатывания (отпадания якоря) реле выбирается по выражению (8.16). Чувствительность защиты по напряжению проверяется по выражению:

$$K_{\kappa} = U_{c.з} / U_{\kappa}^{(3)} \geq 1,2, \quad (8.17)$$

где все обозначения такие же, как в условии (8.16).

Преимущество пускового органа, состоящего из трех реле напряжения, заключается в возможности подключения этих реле непосредственно на напряжение 380 В, недостаток – в меньшей чувствительности по сравнению с комбинированным пусковым органом. Недостаток комбинированного пускового органа заключается в необходимости установки специальных трансформаторов напряжения 380/100 В.

При проверке чувствительности пусковых органов напряжения необходимо учитывать влияние переходных сопротивлений в месте КЗ. Обычно влияние переходных сопротивлений на работу пусковых органов максимальной токовой защит маломощных аварийных генераторов 0,4 кВ значительно меньше, чем на работу защит трансформаторов с низшим напряжением 0,4 кВ. Поэтому применение пуска по напряжению защит генераторов не вызывает особых сложностей в обеспечении чувствительности защиты.

Защита автоматическими выключателями. Для защиты генераторов наиболее подходящими являются автоматические выключатели, имеющие элек-тромагнитные расцепители защиты от перегрузки с зависимой характеристикой и небольшим временем срабатывания (2-4 с на независимой части характеристики). Их используют в качестве максимальной токовой защиты генератора от внешних КЗ. Расчет уставки тока срабатывания выполняют по приведенным выше выражениям. Время срабатывания принимают по условию селективности с защитами отходящих линий 0,4 кВ, а также по условию

отстройки от длительности пуска электродвигателей, если надежно отстроиться по току от пусковых режимов не удастся. Для наладки время срабатывания задают при токе КЗ на зажимах генератора, равном $I_{к0}^{(3)}$. Обычно принимают минимальную уставку по шкале времени, соответствующую 2 с на независимой части характеристики (при токе более $3 I_{с.з}$), в этом случае при токе $I_{с.з}$ выключатель отключится не менее чем за 7 с. Меньшую уставку по шкале времени принимать не рекомендуется, так как выдержка времени становится неустойчивой, что может приводить к неселективным отключениям.

Отсекку выключателя используют для защиты генератора от внутренних КЗ при его параллельной работе с другими источниками. Ток срабатывания отсекки выбирают, исходя из отстройки от максимального тока КЗ $I_{к0}^{(3)}$, посылаемого генератором в сеть в начальный момент КЗ на генераторных шинах

$$I_{с.о} \geq K_n \cdot I_{к0}^{(3)}, \quad (8.18)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается равным для автоматических выключателей серии ВА 1,4.

При этом $I_{с.о}$ проверяется на отстройку от тока качаний, если предусматривается параллельная работа генератора с другими источниками. Поскольку отсекка не работает при внешних КЗ, то для защиты генератора можно применять как селективный, так и неселективный выключатель. Селективный предпочтителен ввиду надежности несрабатывания отсекки при внешних КЗ. Чувствительность отсекки проверяется при КЗ внутри генератора, когда отсекка срабатывает из-за тока, притекающего к месту КЗ от параллельно работающих с ним генераторов.

Защитные характеристики автоматических выключателей других типов мало подходят для защиты генераторов, поскольку их защита от перегрузки ввиду большого времени действия не может быть использована в качестве МТЗ. Для этой цели приходится использовать селективную токовую отсекку, однако обеспечить при этом надежную отстройку от режимов пуска и самозапуска электродвигателя обычно не удастся. Поэтому применение автоматических выключателей возможно лишь в частных случаях для генераторов мощностью не более 100-200 кВт, если в схеме электроснабжения отсутствуют двигатели, пуск которых может вызвать срабатывание защиты генератора.

Пример расчета № 8.2. Выбрать автоматический выключатель и уставки защит для генератора, параметры и значения токов КЗ, которого приведены в примерах 8.1. $P_{н.з}=630 \text{ кВт}$; $S_{н.з}=787 \text{ кВ}\cdot\text{А}$; $U_{н.з}=0,4 \text{ кВ}$; $I_{н.з}=1138 \text{ А}$; $X''_d=0,16 \text{ ОЕ}$; $K_c=0,63$; $I_{в.пред} = 10$.

Решение.

1. Принимаем по условию $I_{\text{ном.расц}} \geq I_{\text{раб.макс}}$ автоматический выключатель ВА-53 с номинальным током расцепителя 1200 А, у которого ток срабатывания защиты от перегрузки регулируется в пределах 1500...2400 А, ток срабатывания отсечки 8...10 кА.

2. Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты по условию (8.8). Ввиду отсутствия конкретных нагрузок принимаем, что от режимов пуска и самозапуска можно отстроиться по времени, соответственно $K_{\text{сзн}}=1$. Коэффициент возврата расцепителя зависит от времени от начала срабатывания, в конце хода якоря он составляет 0,5...0,6, в середине – около 0,7. Принимаем $K_{\text{в}}=0,6$.

3. Определяем $I_{\text{с.з}} = 1,4 \cdot 1138 / 0,6 = 2280 \text{ А}$. Для надежной отстройки пусковых режимов и согласования с защитами отходящих линий принимаем максимальную по шкале уставку $I_{\text{с.з}} = 2400 \text{ А}$.

4. Чувствительность защиты при установившемся токе трехфазного КЗ $K_{\text{ч.}\infty} = 7160 / 2400 = 2,98 > 1,5$.

5. Чувствительность при однофазных КЗ $K_{\text{ч.}\text{R}} = 7400 / 2400 = 3,0 > 1,5$.

6. Время срабатывания защиты принимаем 2 с на независимой части характеристики (при токе более 3 $I_{\text{с.з}}$). При кратности тока $7160 / 2400 = 2,98$ время срабатывания по характеристикам выключателей ВА составляет около 2,3 с при токе срабатывания – не менее 7 с.

7. Максимальный ток КЗ от генератора при $t=0$ без учета переходных сопротивлений $I_{\text{к0}}^{(3)} = 1,05 \cdot 400 / \sqrt{3} \cdot 32,5 = 7500 \text{ А}$.

8. Ток срабатывания отсечки по условию (8.19) $I_{\text{с.о}} = 1,4 \cdot 7500 = 10500 \text{ А}$. Принимаем наибольшую уставку по шкале 10 кА. Для обеспечения несрабатывания отсечки при внешнем КЗ принимаем селективный выключатель, время срабатывания отсечки принимаем $t_{\text{с.о}} = 0,4 \text{ с}$.

Домашнее задание №8. Выбрать автоматические выключатели отходящей линии и генератора серии ВА при напряжении сети 0,4 кВ, $\cos\varphi_{\text{ген}} = 0,8$. Номер задания соответствует последнему номеру зачетной книжки.

№ варианта	$P_{\text{н.з.}}$, кВт	$S_{\text{макс.ол.}}$, кВ·А	$X''_{\text{д}}$, ОЕ	$K_{\text{с}}$	$I_{\text{в.пред}}$
1	100	60	0,15	0,63	10
2	160	78	0,16	0,65	9
3	200	80	0,17	0,68	8,5
4	250	90	0,18	0,70	9
5	300	100	0,15	0,71	10

6	320	60	0,16	0,73	9,5
7	400	95	0,19	0,72	7
8	420	100	0,18	0,70	9
9	450	75	0,17	0,69	8
0	500	85	0,16	0,67	10

Приложение

Токи КЗ трансформаторов 6/0.4 кВ при КЗ на стороне 0.4 кВ

Таблица П.1.1

Трансформаторы с высшим напряжением 6.0 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_k, \%$	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0.4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0.4 кВ, приведенный к $U=6кВ, А$	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0.4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0.4 кВ, приведенный к $U=6кВ, А$	Ток КЗ $I^{(1)}$ на 0.4 кВ, А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0.4 кВ, приведенный к $U=6кВ, А$ фаза А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0.4 кВ, приведенный к $U=6кВ, А$ фазы В и С
		$X_c=0, R_{пер}=0$		$X_c=0.1X_T, R_{пер}=15мОм$		$X_c=0, R_{пер}=0$		
ТМ-5 Y/Y _H -0	4,5	160.41	10.18	146.6	9.31	44.23	1.872	0.936
ТМ-5 Y/Y _H -0	5.5	131.24	8.33	119.72	7.60	42.59	1.803	0.901
ТМ-10 Y/Y _H -0	4.5	320.76	20.36	295.91	18.79	88.46	3.744	1.872
ТМ-25 Y/Y _H -0	4,5	801.95	50.92	720.91	45.77	221.15	9.36	4.68
ТМ-25 Δ/Y _H -11	4.7	767.78	48.75	691.46	43.90	767.78	28.27	28.27
ТМ-40 Y/Y _H -0	4,5	1283.2	81.47	1137.33	72.21	365.08	15.45	7.73
ТМ-40 Δ/Y _H -11	4,7	1220.8	128.31	1089.8	69.19	1220.8	44.96	44.96
ТМ-63 Y/Y _H -0	4.5	1920.9	121.96	1756.12	111.5	557.35	23.59	11.8
ТС-63 Y/Y _H -0	4,5	2020.8	128.31	1756.12	111.5	559.6	23.69	11.84
ТМ-100 Y/Y _H -0	4,5	3209.3	203.77	2697.25	171.25	884.62	37.44	18.72
ТМ-100 Δ/Y _H -11	4,7	3071.4	195.01	2579.69	163.79	3071.4	113.1	113.1
ТД-100 Y/Y _H -0	5,5	2624.4	166.63	2244	142.48	884.62	37.44	18.72
ТС100 Y/Y _H -0	4,0	3608.7	229.13	2992.25	189.98	885.75	37.49	18.75
ТМ-160 Y/Y _H -0	4.5	5132.4	325.87	4119.19	261.54	1420	60.1	30.05
ТМ-160 Δ/Y _H -11	4,7	4913.6	311.98	3937.53	250	4913.6	180.94	180.94
ТС-160 Y/Y _H -0	4.0	5773.2	366.56	4515.97	286.86	1438	60.85	30.42
ТМ-250 Y/Y _H -0	4,5	8018.6	509.12	5955.89	378.15	2212	93.64	46.8
ТМ-250 Δ/Y _H -11	4,7	7678.6	487.53	5720.07	363.18	7678.6	282.76	282.76
ТС-250 Y/Y _H -0	4,7	7678.5	487.52	5877.44	373.17	2212	93.64	46.8
ТМ-400 Y/Y _H -0	4.5	12831	814.67	8290.42	526.38	3538	149.78	74.89
ТМ-400 Δ/Y _H -11	4,5	12828	814.49	8258.86	524.37	12828	472.4	472.4

ТС-400 Y/Y _H -0	5.5	10498	666.56	7589.28	481.86	3538	149.78	74.89
ТМ-630 Y/Y _H -0	5,5	16532	1069.48	9830	624.13	5574	235.92	117.96
ТМ-630 Δ/Y _H -11	5.5	16532	1069.48	9830	624.13	16532	620.3	620.3
ТС-630 Y/Y _H -0	5,5	16530	1049.46	10031.8	636.94	5574	235.92	117.96
ТМ-1000 Y/Y _H -0	5,5	26239	1665.96	12000.9	761.96	8519	360.57	180.39
ТМ-1000Δ/Y _H -11	5.5	26239	1665.96	12000.9	761.96	26239	966.26	966.26
ТС-1000 Y/Y _H -0	6,0	24072	1528.38	11903.9	755.81	8519	360.57	180.39
ТС-1000 Y/Y _H -0	8,0	18042	1145.50	10728.3	681.16	8519	360.57	180.39
ТМ-1250 Y/Y _H -0	6,0	30088	1910.33	12632.5	802.07	10650	450.72	225.36
ТМ-1250Δ/Y _H -11	6.0	30088	1910.33	12632.5	802.07	30088	1108	1108
ТС-1250 Y/Y _H -0	6,0	30085	1910.19	12740.6	808.93	10650	450.72	225.36
ТС-1250 Y/Y _H -0	8,0	22560	1432.36	11784.1	748.2	10650	450.72	225.36
ТС-1600 Y/Y _H -0	6,0	38477	2443.01	13565.4	861.3	13640	577.2	288.6
ТС-1600 Y/Y _H -0	8,0	28468	1832.89	12783	811.65	13640	577.2	288.6
ТС-2500 Y/Y _H -0	6,0	59177	3757.25	14433.9	916.44	21300	901.43	450.72
ТС-2500 Y/Y _H -0	8,0	45131	2865.46	14974.1	893.59	21300	901.43	450.72

Токи КЗ трансформаторов 10/04 кВ при КЗ на стороне 0.4 кВ Таблица П.1.2

Трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ								
Тип и мощность, кВА	U _{кв} , %	Ток КЗ I ⁽³⁾ на стороне 0.4 кВ, А		Ток КЗ I ⁽³⁾ на стороне 0.4 кВ, А		Ток при КЗ I ⁽¹⁾ на 0.4 кВ, привед. к U=10кВ, А (фаза А)		Ток при КЗ I ⁽¹⁾ на 0.4 кВ, привед. к U=10кВ, А фазы В и С
		на стороне 0.4 кВ, А	на 0.4 кВ, А	на стороне 0.4 кВ, А	на 0.4 кВ, привед. к U=10кВ, А	на 0.4 кВ, А	на 0.4 кВ, привед. к U=10кВ, А (фаза А)	
		X _c =0, R _{пер} =0		X _c =0.1X _T пер=15мОм		X _c =0, R _{пер} =0		
ТМ-5 Y/Y _H	5.5	131.22	5.0	121.35	4.62	42.77	1.086	0.543
ТМ-10 Y/Y _H	5,5	262.44	10.0	240.4	9.16	88.82	2.26	1.13
ТМГ16 Y/Z _H	5.0	461.89	17.6	420.86	16.03	461.89	10.2	10.2
ТМ-25 Y/Y _H	4,5	801.88	30.55	720.87	27.46	222.06	9.4	4.7
ТМГ-25 Y/Z _H	4.7	767.78	29.25	691.46	26.34	767.78	16.96	16.96

TC3-25 Δ/Y _H	4,5	801.88	30.55	721.84	27.5	801.88	17.72	17.72
TMГ-40 Y/Y _H	4,5	1283	48.88	1136.36	43.29	355.48	9.03	4.51
TMГ-40 Y/Z _H	4.7	1228.4	46.8	1089.8	41.52	1228.4	27.14	27.14
TC3-40 Δ/Y _H	4.5	1283	48.88	1136.36	43.29	1283	28.35	28.35
TMГ-63 Y/Y _H	4.5	2020.7	76.98	1756.12	66.9	560.08	14.22	7.11
TMГ-63 Y/Z _H	4.7	1934.9	73.71	1681.33	64.05	1934.9	42.75	42.75
TC3-63 Δ/Y _H	4,5	2020.7	76.98	1756.12	66.9	2020.7	44.65	44.65
TM-100 Y/Y _H	4,5	3207.6	122.19	2696.01	102.71	888.23	22.56	11.28
TM-100 Δ/Y _H	5.5	2624.4	99.98	2260.49	86.11	2624.4	58.0	58.0
TMГ-100Y/Z _H	4.7	3071.1	117	2579.34	98.26	3071.1	67.86	67.86
TC3100 Y/Y _H	4,5	3207.6	122.19	2713.44	103.37	889.37	22.59	11.29
TM-160 /Y _H	4.5	5132.2	195.51	412465	157.13	1421	36.09	18.04
TMГ-160Y/Z _H	4.7	4913.8	187.19	3956.62	150.73	4914	108.58	108.58
TC3-160Y/Y _H	5,5	4199	159.96	3496.4	133.2	1421	36.09	18.05
TMГ250Y/Y _H	4,5	8019	305.48	5955.91	226.89	2221	56.4	28.2
TM-250 Δ/Y _H	4.7	7677.8	292.49	5720.03	217.91	7677.8	196.64	196.64
TC3-250Δ/Y _H	4,5	8019	305.49	5949.23	226.54	8019	177.18	177.18
TMГ400Y/Y _H	4.5	12830	488.78	8290.4	315.82	3553	90.23	45.18
TMГ400Δ/Y _H	4,5	12830	488.78	8258.92	314.63	12830	283.49	283.49
TMГ-630Y/Y _H	5,5	16532	629.78	9830.	374.48	5596	142.13	71.06
TM-630 Δ/Y _H	5.5	16496	628.43	9734.39	370.83	16496	364.49	364.49
TM-1000 Y/Y _H	5,5	26244	999.77	12001	457.18	8553	217.23	108.61
TM-1000 Δ/Y _H	5.5	26244	999.77	12001	457.18	26244	579.87	579.87
TC-1000 Y/Y _H	6.0	24057	916.46	11903.7	453.48	8553	217.23	108.61
TC-1000Y/Y _H	8.0	18043	687.34	10729.8	408.75	8553	217.23	108.61
TM-1250Y/Y _H	6,0	30071	1145.57	12632.4	481.23	10690	271.54	135.77
TM-1250Δ/Y _H	6.0	30071	1145.57	12632.4	481.23	30071	664.43	664.43
TC-1250Y/Y _H	8,0	22553	859.18	11781.5	448.82	10690	271.54	135.77
TM-1600Δ/Y _H	5.5	41990	1599.63	13442.1	512.08	41990	927.78	927.78

ТМ-1600Y/Y _H	5,5	41990	1599.63	13441.1	512.04	12830	325.84	162.92
ТС-1600Y/Y _H	6,0	38491	1466.33	13568.4	516.89	12830	325.84	162.92
ТС-1600Y/Y _H	8,0	28868	1099.75	12783.6	487.0	12830	325.84	162.92
ТМ-2500Δ/Y _H	5.5	65610	2499.42	14346.2	546.52	65610	2499.42	1449.66
ТМ-2500Y/Y _H	5.5	65610	2499.42	14346.2	546.52	20020	50854	254.27
ТС-2500 Δ /Y _H	8,0	45107	1618.36	14074	536.15	45107	1618.36	936.65

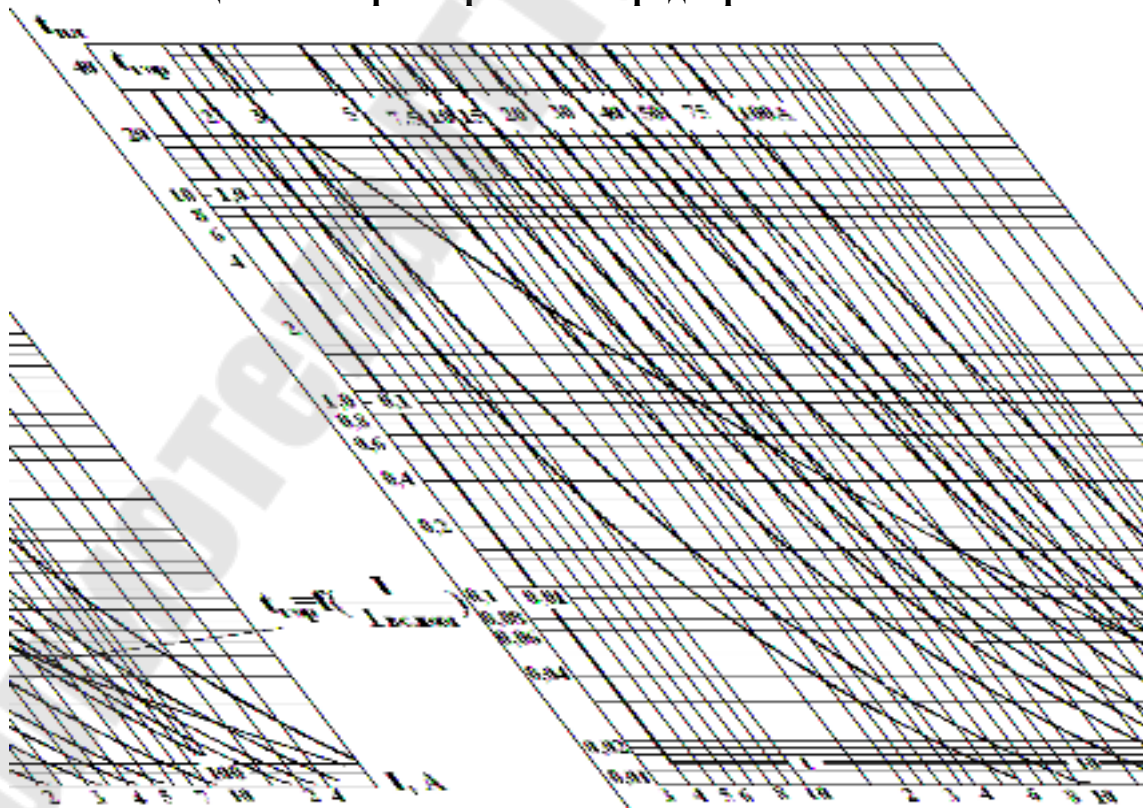
Токи КЗ трансформаторов 35/0.4 при КЗ на стороне 0.4 кВ Таблица П.1.3

Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$, %	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0.4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0.4 кВ, приведен. к $U=37кВ$, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0.4 кВ, А $X_c=0.1X_T$ $R_{пер}=15мОм$	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0.4 кВ, приведенный к $U=37кВ$, А
ТМ-63 Y/Y _H	5,0	1815.4	19.63	1590.77	17.20
ТМГ-100Y/Y _H	6,5	2220.6	24.0	1941.03	20.98
ТМГ-100 Y/Z _H	6,8	2122.7	22.94	1854.87	10.05
ТМГ-160Y/Y _H	6,5	3553.3	38.41	3031.07	32.77
ТМГ-160 Y/Z _H	6,8	3396.3	36.72	2895.19	31.3
ТМГ-250Y/Y _H	6,5	5551.3	60.01	4534.3	49.02
ТМГ-250 Y/Z _H	6,8	5306.9	57.37	4343.3	46.96
ТМГ-400Y/Y _H	6,5	8883.1	96.03	6653.56	71.93
ТМ-630 Y /Y _H	6,5	13992	151.26	9089.84	98.27
ТМ-1000 Y/Y _H	6,5	22295	241.02	11447.2	123.75
ТМ-1600 Y/Y _H	6.5	28758	310.9	12830.7	138.71

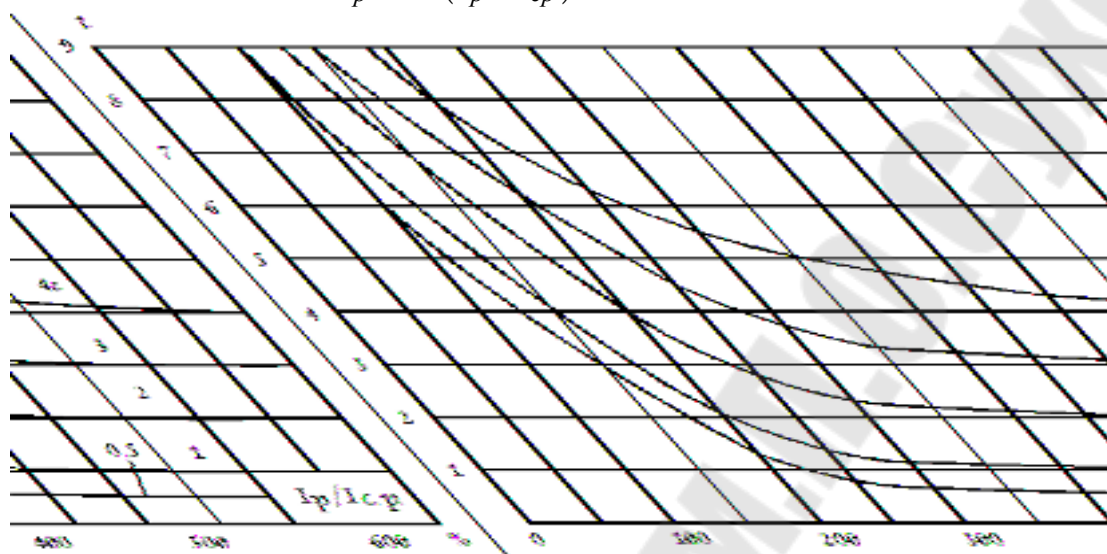
Таблица П.1.4

Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок $I_{ном.вс}$ предохранителей для трехфазных силовых трансформаторов напряжением 6/0,4 и 10/0,4 кВ									
Мощность трансформатора, кВА	Ток, А								
	Трансформатора на стороне			Плавкой вставки на стороне					
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	6 кВ ПКЭ	10 кВ ПКТ	10 кВ ПКИ	10 кВ ПКЭ
25	36	2,40	1,44	40	8	8	5	3.2	5
40	58	3,83	2,30	60	10	10	8	5	8
63	91	6,05	3,64	100	16	16	10	8	10
100	145	9,60	5,80	150	20	20	16	10	16
160	231	15,40	9,25	250	32	30	20	16	20
250	360	24,00	14,40	400	50	50	40	25	30
400	580	38,30	23,10	600	80	80	50	40	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	100	75		80
1000	1443	91.64	55			100			80

П.1.5. Защитные характеристики предохранителя типа ПКТ-10



П.1.6. Характеристики $t_p = f(I_p / I_{cp})$ индукционных реле типа РТ-80



П.1.7. Удельные значения емкостных токов в кабельных линиях

Сечение жил кабеля мм ²	Удельное значение емкостного тока, А/км при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

П.1.8. Технические данные трехполюсных автоматических выключателей серии ВА51 и ВА52 с комбинированным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки по отношению к $I_{ном.р}$
	выключателя	расцепителя, $I_{ном.р}$ (I_r)	
ВА51Г-25	25	1,0; 1,25; 1,5; 2; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	14
ВА51-25	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	7; 10
ВА51-31	100	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40;	3; 7; 10

Евминов Леонид Иванович
Добродей Александр Олегович

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Практикум
по одноименной дисциплине
для студентов специальностей
1-43 01 03 «Электроснабжение» (по отраслям),
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной и заочной форм обучения

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 23.03.18.

Рег. № 91Е.
<http://www.gstu.by>

		50; 63; 80; 100	
BA51Г-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	14
BA52-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10
BA51-33	160	80; 100; 125; 160	10
BA52-33			
BA51Г-33	160	80; 100; 125; 160	14
BA52Г-33			
BA51-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12
BA52-35			
BA51-37	400	250; 320; 400	10
BA52-37			
BA5-39	630	400; 500; 630	10
BA52-39		250; 400; 500; 630	10

Таблица П.1.9

Технические данные автоматических выключателей серии ВА53, ВА55 и ВА75 с электронным расцепителем		
Тип выключателя	Номинальный ток выключателя $I_{ном}$ (I_n), А	Уставка тока расцепителя в зоне КЗ, кратная $I_{ном,р}$ (I_r)
ВА53-37 ВА55-37 ВА55-39	160; 250; 400	2; 3; 5; 7; 10
ВА53-39	160; 250; 400; 630	–
ВА53-41 ВА55-41	1000 1600	2; 3; 5; 7
ВА75-45 ВА75-47	2500	2; 3; 5
ВА53-37	2500	2; 3; 5; 7
ВА53-37	4000	2; 3; 5

Примечание. Выключатели допускают регулировку уставки защиты от перегрузки тремя ступенями в пределах номинального тока расцепителя: $I_r = 0,63/0,8/1,0 \times I_n$.