

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

ПРАКТИКУМ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальностей**

1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»,

1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»,

**1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2020

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73
Е19

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 24.12.2019 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Промышленная теплоэнергетика и экология» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *А. В. Шановалов*

Евминов, Л. И.

Е19 Релейная защита и автоматика : практикум по одной дисциплине для студентов специальностей 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети», 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)», 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, 2020. – 118 с. – Систем. требования: РС 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.

Представлены расчеты параметров срабатывания релейных защит элементов систем электро-снабжения. Рассмотрено применение современных микропроцессорных блоков защиты, автоматики, измерения и управления электроэнергетическими объектами.

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

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2020

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1 РАСЧЁТ УСТАВОК ЗАЩИТ РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ. СОСТАВЛЕНИЕ КАРТЫ СЕЛЕКТИВНОСТИ

В качестве основных и резервных защит на отходящих линиях применяют: максимальную токовую защиту, токовую отсечку, защиту от перегрузки.

1.1 Защита отходящей линии (Рисунок 1.1).

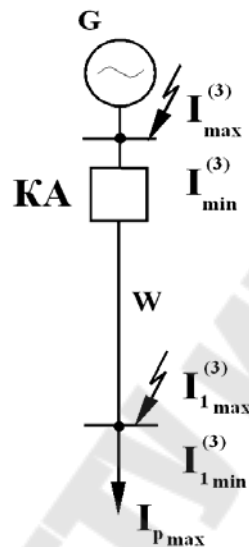


Рисунок 1.1 – Расчетная схема

1.1.1 Максимальная токовая защита (МТЗ).

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_\rho} \cdot I_{p.max}, \text{ A}, \quad (1.1)$$

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, – $K_n = 1,2$;

$K_{с.зан}$ – 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_ρ – коэффициент возврата принимается:

- для цифровых реле ЦР – $K_\rho = 0,95-0,96$;
- для реле типа РСТ – $K_\rho = 0,9$;

– для реле типа РТ-40, – $K_g = 0,8$.

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 ($I_{2\text{ ном}}$) составляет 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: $U_{\text{ном ТТ}} = U_{\text{сети}}$;
- по номинальному току первичной обмотки выбор производится в следующей последовательности:

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

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

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

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

$$K_I = \frac{I_{\text{ТТ ном}}}{I_{2\text{ ном}}}. \quad (1.3)$$

- Определяется 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, с. Величина Δt состоит из следующих слагаемых: времени отключения выключателя (0,05–0,1 с), вре-

мени возврата защиты (0,05 с), погрешности по времени последующей и предыдущей защит (3–5 %) и необходимого запаса 0,05 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.

Собственное время срабатывания РЗ и выключателя на отключение принимается:

– при применении ЦР и вакуумного или элегазового выключателя принимается 0,06 с;

– при применении реле РТ-40, РСТ и масляного выключателя принимается 0,1 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 питающей системы;

$I_{\text{сз}}$ – ток срабатывания защиты, определенный по выражению (1.1).

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

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

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

Ток срабатывания реле ТО определяется по формуле (1.4):

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{K_{\text{I}}},$$

где K_{I} принимается равным по величине K_{I} , рассчитанному для МТЗ.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

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

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

Коэффициент чувствительности токовой отсечки K_q – должен быть не менее $K_q \geq 1,2$.

Если значение коэффициента чувствительности менее 1.2 – то токовая отсечка не устанавливается.

1.1.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

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

где K_n – коэффициент надежности, принимается $K_n = 1,05$;

$I_{ном}$ – номинальный ток защищаемого оборудования, А;

Ток срабатывания реле защиты от перегрузки определяется по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_I}$$

где K_I принимается равным по величине, рассчитанному для МТЗ.

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

1.2. Защита отходящей линии с трансформатором (рисунок 1.2).

Определяются номинальные токи трансформатора сторон ВН и НН:

$$I_{нт.ВН} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_1}, \text{ А} \quad I_{нт.НН} = \frac{S_{н.т}}{\sqrt{3} \cdot U_2}, \text{ А} \quad (1.10)$$

Определяется максимальный ток трансформатора с учетом возможной 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.

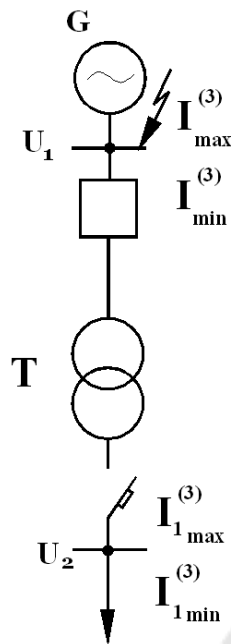


Рисунок 1.2 – Расчетная схема при наличии трансформатора с НН 0,4 кВ

1.2.1 Расчёт уставок МТЗ.

– Определяется ток срабатывания МТЗ:

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

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

– Определяется ток срабатывания реле по формуле (1.4).

– Определяется время срабатывания МТЗ:

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

Величина Δt принимается по формуле (1.5).

– Определяется коэффициент чувствительности МТЗ (ток КЗ на стороне НН трансформатора приводится к U_1):

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

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

Коэффициент чувствительности должен соответствовать требованиям ПУЭ: $K_\epsilon \geq 1,5$.

1.2.2 Расчёт уставок токовой отсечки:

– Определяется ток срабатывания ТО:

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

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

Ток срабатывания реле ТО определяется по формуле (1.4).

– Определяется коэффициент чувствительности ТО:

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

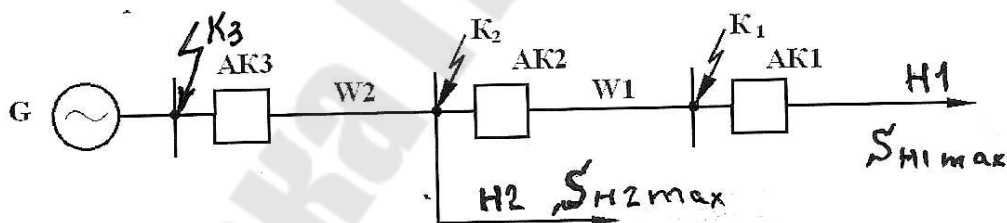
где $I_{k.\max}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в месте установки ТО в минимальном режиме работы системы, А.

Коэффициент чувствительности должен соответствовать требованиям ПУЭ:

$$K_\chi \geq 1,2.$$

Пример расчета 1.1

Выбрать параметры срабатывания МТЗ (АК1, АК2, АК3) и ТО (АК1, АК2 и АК3) и защиты от перегрузки и определить коэффициенты чувствительности (защиты выполнены на базе реле РТ-40) при расчёте принято $K_{с.зан} = 2,2$. Расчётная схема приведена на рисунке 1.3.



$$I_{k3\max}^{(3)} = 16,5 \text{ кА}; I_{k2\max}^{(3)} = 8 \text{ кА}; I_{k1\max}^{(3)} = 4 \text{ кА}; S_{H1\max} = 5 \text{ МВА}$$

$$I_{k3\min}^{(3)} = 11,4 \text{ кА}; I_{k2\min}^{(3)} = 7,2 \text{ кА}; I_{k1\min}^{(3)} = 3,7 \text{ кА}. S_{H2\max} = 3 \text{ МВА}$$

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

1 Расчёт уставок защит АК1

1.1 Определим максимальный рабочий ток нагрузки Н1 по формуле (1.2)

$$I_{AK1\max} = \frac{S_{H1\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp\text{сети}}} = \frac{5000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 275,2 \text{ А.}$$

1.2 Принимаем коэффициент трансформации ТТ на АК1 по (1.3):

$$K_{I_{AK1}} = \frac{I_{ТТ\text{ ном}}}{I_{II\text{ ном}}} = 300 / 5 = 60.$$

1.3 Производим расчет параметров срабатывания защит АК1:

1.4 Определяем ток срабатывания МТЗ1 по формуле (1.1):

$$I_{сз1} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_\epsilon} \cdot I_{н1\text{ max}} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 275,2 = 908,16 \text{ А.}$$

1.5 Ток срабатывания реле МТЗ1 вычисляем по формуле (1.4):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_I} = 908,16 / 60 = 15,14 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле не должен превышать 200 А.

1.6 Принимаем время срабатывания защиты равным $t_{сз} = 0,1$ с.

1.7 Токовая отсечка на комплекте АК1 не устанавливается (отсутствие величин токов КЗ в конце линии).

1.8 Ток срабатывания защиты от перегрузки вычислим по формуле (1.9):

$$I_{сзII} = \frac{K_n}{K_\epsilon} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 275,2 = 361,2 \text{ А.}$$

1.9 Ток срабатывания реле защиты от перегрузки вычисляем по формуле (1.4):

$$I_{с.р. II} = \frac{I_{с.з.}}{K_I} = 361,2 / 60 = 6,02 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле не должен превышать 200 А.

1.10 Время действия защиты от перегрузки принимаем равным $t_{сз} = 10$ с.

2 Расчёт уставок защит АК2

2.1 Принимаем коэффициент трансформации ТТ по формуле (1.3)

$$K_I = \frac{I_{ТТ\text{ ном}}}{I_{II\text{ ном}}} = 300 / 5 = 60.$$

2.2 Определяем ток срабатывания МТЗ2:

$$I_{сз2} = K_{зан} \cdot I_{сз1} = 1,2 \cdot 908,16 = 1089,79 \text{ А, где } K_{зан} = 1,2-1,4.$$

2.3 Ток срабатывания реле МТЗ2 вычисляем по формуле (1.4):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_I} = 1089,79 / 60 = 18,16 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле не должен превышать 200 А.

2.4 Определяем время срабатывания МТЗ2 по формуле (1.5)

$$t_{сз2} = t_{сз1} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

2.5 Коэффициент чувствительности МТЗ2 определяем по формуле (1.6):

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot I_{кз1\min}^{(3)}}{I_{сз2}} = \frac{0,87 \cdot 3700}{1089,79} = 2,92.$$

K_{ψ} по допустимому условию $K_{\psi} \geq 1,5$ соответствует требованиям ПУЭ.

2.6 ТО2: Определяем ток срабатывания ТО2 по формуле (1.7)

$$I_{сз2} = K_{зан} \cdot I_{кз1\max}^{(3)} = 1,2 \cdot 4000 = 4800 \text{ А};$$

2.7 Ток срабатывания реле ТО2 вычисляем по формуле (1.4):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_I} = 4800 / 60 = 80 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле не должен превышать 200 А.

2.8 Коэффициент чувствительности токовой отсечки ТО2 определяем по формуле (1.8):

$$K_{\psi} = \frac{0,87 \cdot I_{кз2\min}^{(3)}}{I_{сз2}} = \frac{0,87 \cdot 7200}{4800} = 1,305 > 1,2 \text{ (соответствует требованиям ПУЭ).}$$

2.9 Принимаем выдержку времени $t = 0,1 \text{ с.}$

2.10 Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по (1.9):

$$I_{сз} = \frac{K_n}{K_{\epsilon}} \cdot I_{ном} = \frac{1,05}{0,8} 275,2 = 361,2 \text{ А.}$$

2.11 Ток срабатывания реле защиты от перегрузки вычисляем по формуле (1.4):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_I} = 361,2 / 60 = 6,02 \text{ А.}$$

2.12.Время действия защиты от перегрузки $t_{сз}$ принимаем равным 10 с.

3. Расчёт уставок защит АКЗ

3.1 Определим максимальный рабочий ток нагрузки Н2 по формуле (1.2)

$$I_{Н2.мах} = \frac{S_{Н2мах}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср\text{сети}}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 165,1 \text{ А.}$$

3.2 Определяем максимальный рабочий ток через защиту АКЗ.

$$I_{AK3,max} = I_{H1,max} + I_{H2,max} = 275,2 + 165,1 = 440,3 \text{ А.}$$

3.3 Принимаем коэффициент трансформации ТТ на АКЗ по формуле (1.3)

$$K_{I,AK3} = \frac{I_{ТТ,НОМ}}{I_{II,НОМ}} = 600/5 = 120.$$

3.4 Определяем ток срабатывания МТЗЗ по двум условиям:

1 условие:

$$I_{cз3} = \frac{K_n \cdot K_{c.zan}}{K_\theta} \cdot (I_{H1,max} + I_{H2,max}) = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot (275,2 + 165,1) = 1453 \text{ А.}$$

2 условие: $I_{cз3} = K_n \cdot (I_{cзAK2} + I_{H2}) = 1,2 \cdot (1089,89 + 165,1) = 1505,87 \text{ А.}$

Из результатов двух условий принимаем большее значение срабатывания МТЗЗ, т.е. $I_{cз3} = 1505,87 \text{ А.}$

3.5 Ток срабатывания реле МТЗЗ вычисляем по формуле (1.4):

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{K_I} = 1505,87/120 = 12,55 \text{ А.}$$

3.6 Определяем время срабатывания МТЗЗ по формуле (1.5)

$$t_{cз3} = t_{cз2} + \Delta t = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с.}$$

3.7 Коэффициент чувствительности МТЗЗ определяем по формуле (1.6):

$$K_\nu = \frac{0,87 \cdot I_{кз2\min}^{(3)}}{I_{cз3}} = \frac{0,87 \cdot 7200}{1505,87} = 4,15 \geq 1,5 \text{ (соответствует требованиям ПУЭ).}$$

3.8 Определяем ток срабатывания ТОЗ (1зона)

$$I_{cз3} = K_{зан} \cdot I_{кз2\max}^{(3)} = 1,2 \cdot 8000 = 9600 \text{ А.}$$

3.9 Коэффициент чувствительности токовой отсечки ТОЗ определяем по формуле (1.8):

$$K_\nu = \frac{0,87 \cdot I_{кз3\min}^{(3)}}{I_{cз3}} = \frac{0,87 \cdot 11400}{9600} = 1,03 < 1,2 \text{ (не соответствует требованиям ПУЭ).}$$

Так как K_ν ТО не соответствует требованиям ПУЭ, то ТОЗ по первой зоне не устанавливаем, но необходимо применить 2-ю зону ТОЗ.

ТОЗ (2зона)

3.10 Определяем ток срабатывания ТОЗ (2зона)

$$I_{cз3}^{II} = 1,05 \cdot I_{cз2} = 1,05 \cdot 4800 = 5040 \text{ А.}$$

3.11 Ток срабатывания реле ТО2 вычисляем по формуле (1.4):

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{K_I} = 5040/120 = 42 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле не должен превышать 200 А.

3.12 Коэффициент чувствительности токовой отсечки ТО3 по второй зоне определяем по формуле (1.8):

$$K_{\nu} = \frac{0,87 \cdot I_{\kappa з 3 \min}^{(3)}}{I_{cз3}} = \frac{0,87 \cdot 11400}{5040} = 1,97 > 1,2 \text{ (соответствует требованиям ПУЭ).}$$

3.13 Определяем время срабатывания ТО3 по формуле (1.5)

$$t_{cз3}^{II} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

3.14 Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по формуле (1.9):

$$I_{cз} = \frac{K_n}{K_e} \cdot I_{ном} = \frac{1,1}{0,8} 440,3 = 605,4 \text{ А.}$$

3.15 Ток срабатывания реле защиты от перегрузки вычисляем по формуле (1.4):

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{K_I} = 605,4/120 = 5,04 \text{ А.}$$

3.16 Время действия защиты от перегрузки принимаем равным $t_{cз} = 10 \text{ с.}$

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

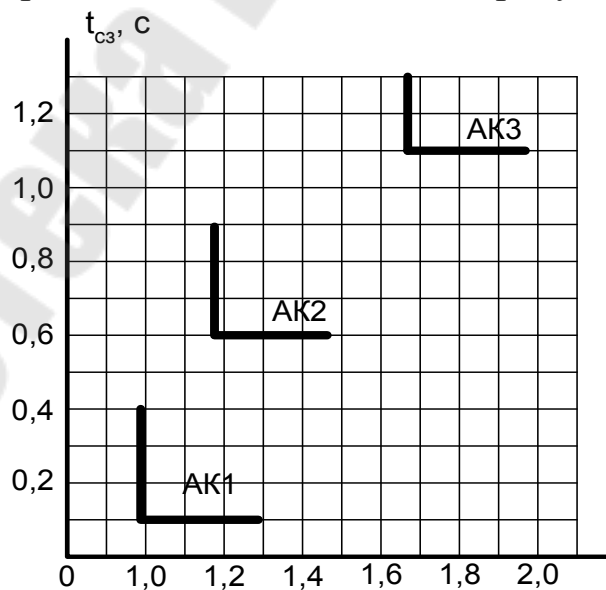


Рисунок 1.4 – Карта селективности к задаче 1.1

Домашнее задание № 1

Исходные данные домашнего задания приведены в таблице 1.1, где номер варианта соответствует последней цифре журнала группы. При расчетах принять равными максимальный и номинальный токи нагрузок. Для схемы задачи № 1.1 (рисунок 1.3) определить:

- Параметры срабатывания МТЗ, ТО и ЗП защит АК1, АК2, и АК3 при применении **цифровых защит и вакуумных выключателей**. Величины токов КЗ приведены на рисунке 1.3.
- Построить карту селективности.
- Результаты расчетов свести в таблицу 1.2.
- Составить схему оперативных цепей в развернутом виде МТЗ, ТО и ЗП.

Таблица 1.1 – Исходные данные к домашнему заданию

Номер варианта	U_c , кВ	S_{H1} , МВ·А	S_{H2} , МВ·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	3,6	1
8	10	6	4
9	35	8	5
0	10	5	3,5

Таблица 1.2 – Расчетные данные и результаты расчетов МТЗ, ТО и ЗП

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 месте установки защиты	А	I_{k1max} I_{k1min}			

Окончание табл. 1.2

Наименование расчетных величин		Размерность	Обозначение и расчетная формула	AK1	AK2	AK3
	Максимальное /Минимальное значение тока трехфазного КЗ в конце защищаемой зоны	А	I_{k2max} I_{k2min}			
Токовая отсечка ТО	Расчетный коэффициент	Коэф.отстройки	$K_{отс}$			
	Ток срабатывания защиты.	А	$I_{с.з.}=K_{отс} I_{k2max}$			
	Уставка срабатывания реле	А	$I_{с.р.}=I_{с.р.}/K_1$			
	Чувствительность защиты		$k_{ч}=0,87I_{k1min}/I_{сз};$ $k_{ч}>1.2$			
	Уставка времени срабатывания		$t=(0...300\text{ с})$			
Максимальная токовая защита МТЗ	Расчетные коэффициенты	Коэф. отстройки (надежн. согласования)	$K_{отс}$			
		Коэф. самозапуска	$K_{с.зап.}$			
		Коэф. возврата	$K_{в}$			
	Ток срабатывания защиты	А	$I_{с.з.}=K_{отс} I_{k2max}$			
	Уставка срабатывания реле	А	$I_{с.р.}=I_{с.р.}/K_1$			
	Чувствительность защиты		$K_{ч}=0,87I_{k1min}/I_{сз};$ $K_{ч}>1.2$			
	Уставка времени срабатывания	С	$t=(0...300\text{ с})$			
Защита от перегрузки ЗП	Расчетные коэффициенты	Коэф. отстройки	$K_{отс}$			
		Коэф. возврата	$K_{в}$			
	Ток срабатывания защиты	А	$I_{с.р.}=K_{отс}/(K_{в})I_n$			
	Уставка срабатывания реле	А	$I_{с.р.}=I_{с.р.}/K_1$			
	Уставка времени срабатывания	с	$t>(0,04...300\text{ с})$			

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2 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 какого-либо 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 будет подать напряжение на неповрежденную 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. Требования к секционирующим выключателям:

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

- Выключатель должен иметь двухкратное АПВ.

- Выключатель, привод и вспомогательные аппараты должны обеспечивать высокую надежность работы в очень тяжелых условиях: колебания температуры, высокая влажность (роса, иней, дождь и снег), сильный ветер, загрязнение пылью, занос 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, антивандальность.

В настоящее время наибольшее распространение в виде секционирующих аппаратов получил реклоузер вакуумный типа РВА/TEL или БЭМН, которые 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 выполняет следующие функции: автоматическое отключение поврежденных участков линии; АПВ; самодиагностика; измерение параметров режима работы сети; дистанционное управление.

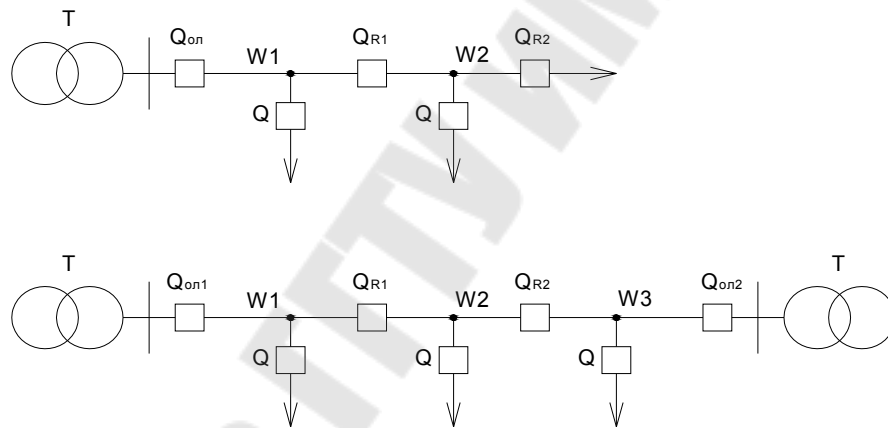


Рисунок 2.1 – Варианты установки реклоузеров в сети с односторонним питанием (а) и с двухсторонним питанием (б),

Q_{ол} - выключатель на отходящей линии; QR - пункт секционирования с установкой реклоузеров;

Q - выключатель (защитный аппарат) на ответвлении от сети

Схема включения реклоузера в линию при одностороннем 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.

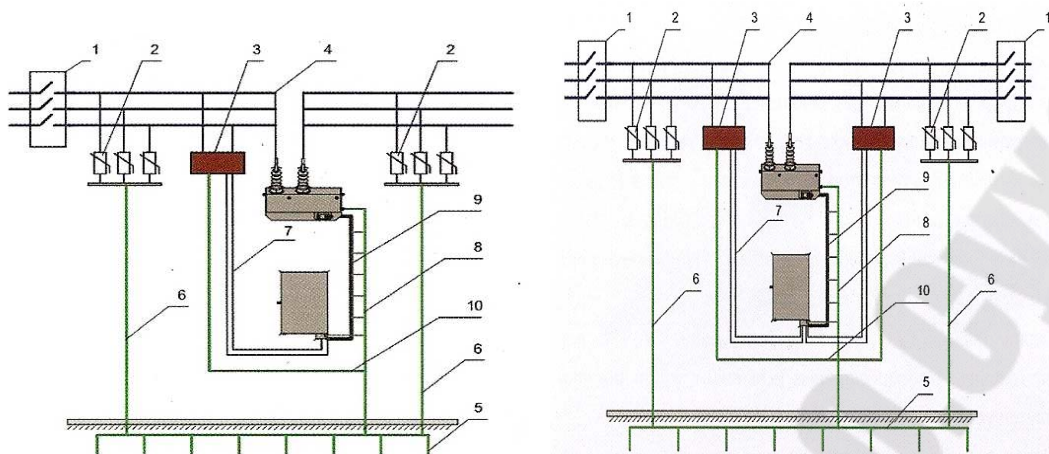


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема включения реклоузера в линию *a* – при одностороннем питании; *б* – при двухстороннем питании. Обозначения: 1 – линейный разъединитель; 2 – ОПН; 3 – трансформатор собственных нужд; 4 – подключение коммутационного модуля; 5, 6, 8, 10 – контур заземления опоры, ОПН, шкафа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

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.

В то время как через защиту секционирующего выключателя будет протекать только ток КЗ, через защиту питающей линии будет протекать 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 2.3. Напряжение питающей сети равно 10,5 кВ.

Решение

1. Определяем сопротивления каждого участка сети, сопротивление трансформатора Т и рассчитаем токи трехфазного КЗ для узловых точек сети. Величины токов КЗ занесены на рисунке 2.3 и в таблице 2.1.

2. Определяем суммарную мощность трансформаторов для каждого участка сети и определяем сумму их номинальных токов. Все эти данные наносятся в таблицу 2.1.

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					
Точка Д	100	Д-А	600	33,0	800	44,0
Точка А	300	А-Б	200	11,0	240	13,2
Точка Б	200					

3. 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 *Е* на выключателе *Q_{ол}*.

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

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

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_v – коэффициент возврата принимается: для цифровых реле $K_v = 0,95$, $K_{с.зап}$ – коэффициент самозапуска нагрузки для сельскохозяйственных потребителей принимается $K_{с.зап} = 1,15$.

5. Коэффициент чувствительности составляет:

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

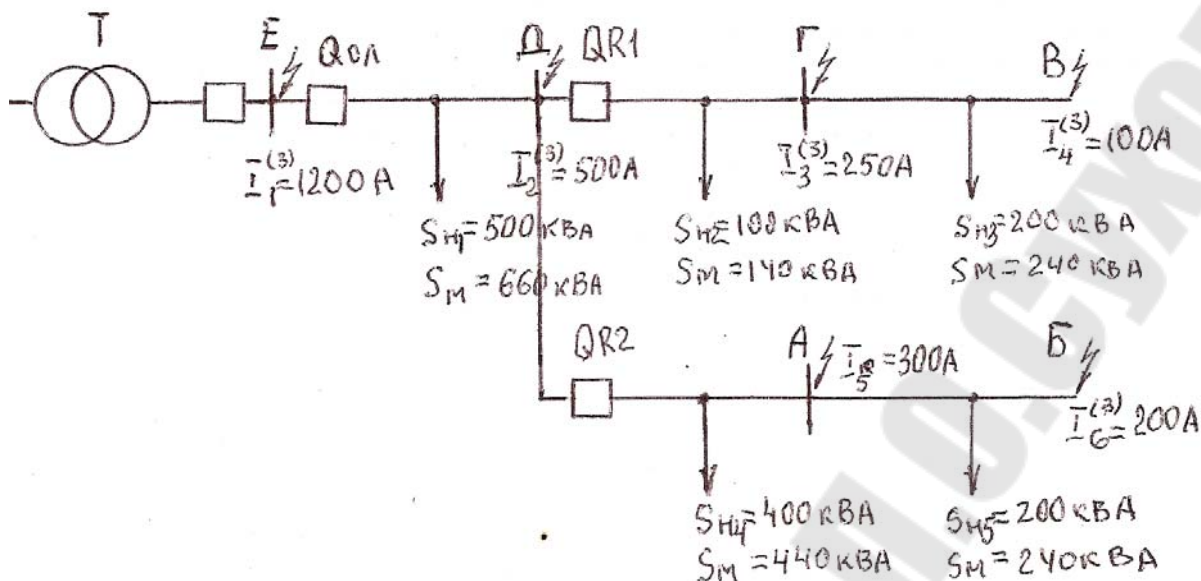


Рисунок 2.3 – Расчетная схема к примеру расчета № 2.1

6. Ток трехфазного КЗ равный 100А будет проходить через защиту Qол линии при КЗ в точке B. Защита линии должна иметь чувствительность не менее 1,5, следовательно, ее ток срабатывания должен быть не более

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

7. Ток трехфазного КЗ равный 200А будет проходить через защиту Qол линии при КЗ в точке B. Защита линии должна иметь чувствительность не менее 1,5, следовательно, ее ток срабатывания должен быть не более

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

8. Поскольку ток нагрузки, проходящий через защиту Qол составляет 94,7 А (таблица 2.1), а ток срабатывания защиты равен 126,1 А. Следовательно, выполнить защиту всей линии одним комплектом, установленным на питающей подстанции E, невозможно и необходима установка реклоузеров.

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

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

10. Соответствующий этой точке ток трехфазного КЗ должен быть не менее $I^{(3)ПО} = I_{ПО}^{(2)} / 0,866 = 18,2 / 0,866 = 218,4 \text{ А.}$

11. По расчетной схеме (рис. 2.3) 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.

12. Проверяем техническую целесообразность установки реклоузеров:

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

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{с.зап} \cdot I_{раб.мах}, = \frac{1,1}{0,95} 1,15 \cdot (20,9 + 13,2) = 45,41 \text{ А.}$$

14. Проверяем чувствительность защиты реклоузера QR1

$$K_{ч1} = 0,866 \cdot 100 / 45,41 = 1,9, \text{ что удовлетворяет требованиям ПУЭ}$$

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

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{с.зап} \cdot I_{раб.мах} = \frac{1,1}{0,95} 1,15 \cdot (44 + 13,2) = 76,1 \text{ А.}$$

16. Проверяем чувствительность защиты реклоузера QR2:

$$K_{ч1} = 0,866 \cdot 200 / 76,1 = 2,27 \text{ что удовлетворяет требованиям ПУЭ.}$$

17. 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:

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

18. Проверяем чувствительность защиты реклоузера QR1

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

19. Принимаем выдержки времени срабатывания МТЗ реклоузеров QR1 и QR2 равными 0,06 с.

20. Выдержка времени срабатывания МТЗ, установленной на *Qол* составит: $t_{сзол} = 0,06 + 0,2 = 0,26 \text{ с.}$

Домашнее задание № 2

Для схемы рисунок 2.3, используя данные таблицы 2.2, где номер варианта соответствует последней цифре списка по журналу группы, 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.
5. Рассчитать параметры срабатывания ТО реклоузеров и отходящей линии и вычислить коэффициенты чувствительности ТО.
6. Составить схему подключения токовых цепей реклоузера к цифровому реле МР-300 производства БЭМН.
7. Рассчитать параметры срабатывания токовых отсечек реклоузеров QR1, QR2 и отходящей линии Qол.

Таблица 2.2

№ варианта	U, кВ	Токи трехфазных КЗ в точках, А						Номинальная мощность нагрузки, КВА*				
		Е	Д	Г	В	А	Б	S _{Н1}	S _{Н2}	S _{Н3}	S _{Н4}	S _{Н5}
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 необходимо 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 пита-

ния значения токов КЗ увеличиваются. При КЗ в точке K (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 $\Delta t = 0,2\text{с}$ 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 $\Delta t = 0,3\text{ с}$.

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

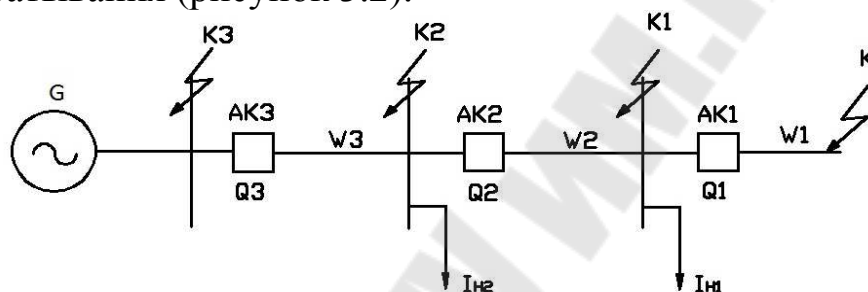


Рисунок 3.1 – Радиальная система электроснабжения.

Зависимые характеристики имеют место при применении:

- предохранителей (Приложение П.2);
- цифровых защит.

При выборе времени срабатывания смежных защит с зависимыми характеристиками срабатывания или защит с разнотипными характеристиками срабатывания (зависимая и независимая, две разные зависимые), необходимо построить карту селективности в координатах $t = f(I_k)$.

Для построения карты селективности необходимо по справочным данным иметь времятоковые характеристики, применяемых предохранителей или цифровых реле, которые задаются графически для предохранителей или в виде алгоритмического выражения для цифровых реле.

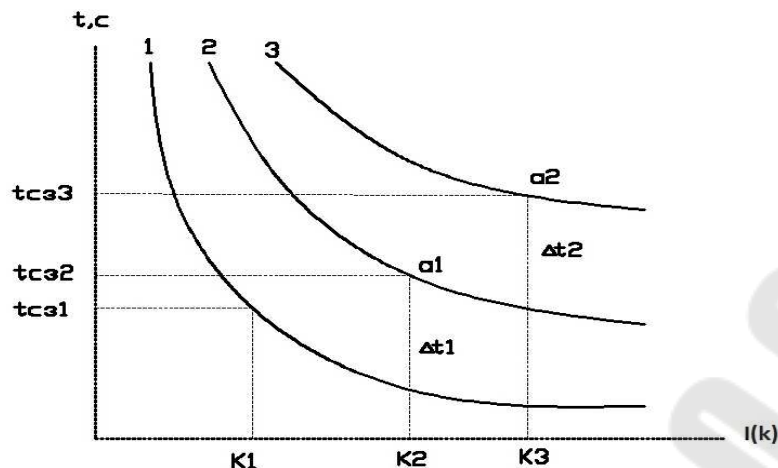


Рисунок 3.2 – Карта селективности для МТЗ с зависимой выдержкой времени

Цифровые защиты

Все цифровые реле защиты линий оснащены трех- или четырех-ступенчатыми 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:

$$t_{c3} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1}, \quad (3.1)$$

где K – временной коэффициент; $I_* = I_{K3} / I_{c3}$ – кратность тока КЗ (I_{K3}) по отношению к току срабатывания защиты (I_{c3}); 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 (3.1) 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 МТЗ, 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)	$t_{c3} = t_y \frac{315}{I_*^{2,5} - 1}$	$t_{c3} = K$
времятоковая характеристика реле БМРЗ по аналогии с реле тока РТ-80	$t_{c3} = t_y + \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}}$	—

Примечание: В таблице 3.2 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 применении цифровых реле с характеристиками срабатывания, подобными реле РТ-80 расчетное выражение для зависимой характеристики приведено в таблице 3.2.

При согласовании последующей защиты с независимой характеристикой, с предыдущей защитой имеющей зависимую характеристику,

ку, необходимо по времятоковой характеристике предыдущей защиты определить её время действия при токе срабатывания последующей защиты. Уставка времени последующей защиты, должна быть на ступень больше этого времени.

Пример расчета 3.1. Выбрать параметры срабатывания МТЗ в сети 10 кВ (рисунок 3.3). Токи трёхфазных КЗ указаны на расчетной схеме. Предположим, что:

- а. Защита трансформатора осуществляется предохранителями;
- б. Защита АК1, установленная на ЦРП, на цифровом реле БМРЗ, которое имеет характеристики срабатывания аналогичные индукционному реле типа РТ-80;
- в. Защита АК2 (ГПП) осуществляется цифровым реле БЭМН с зависимой характеристикой;
- г. Защита АК3 (ГПП - ввод) осуществляется цифровым реле с независимой характеристикой.

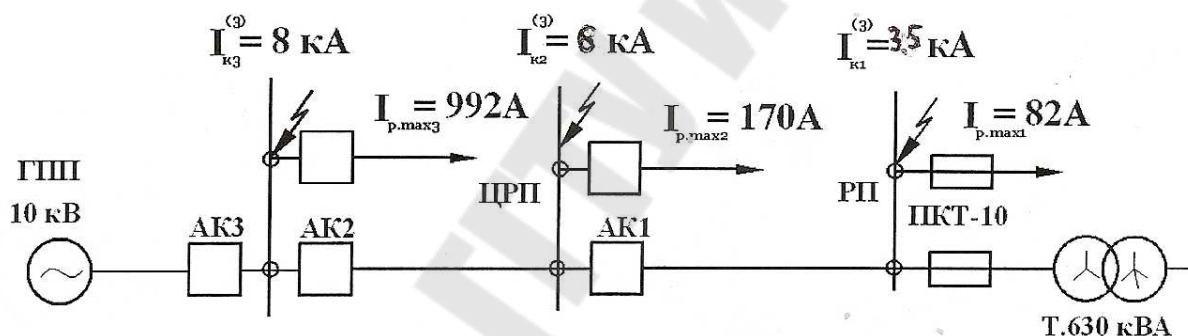


Рисунок 3.3 – Расчётная схема к примеру расчета

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:

$$I_{Н1Т} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_{Н1Т}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,68, \text{ А}$$

1.2 Определяем ток плавкой вставки:

$$I_{Пл.ВС} = (1,5 \div 2,0) \cdot I_{Н1Т} = (52,02 - 69,36), \text{ А}$$

1.3 Выбираем предохранитель ПКТ-103-10-75 с номинальным током плавкой вставки 75 А. Такой же результат можно получить, используя рекомендации таблицы Приложения П.2.

1.4 Строим на карте селективности (рис. 3.4) времятоковую характеристику предохранителя ПКТ-10 (75 А), используя его защитные характеристики (Приложение П.2). При построении времятоковой характеристики предохранителя ПКТ-10 (75 А) необходимо иметь в виду, что защитные характеристики предохранителей в приложении П.2 даны в логарифмических координатах, а карта селективности строится в декартовых координатах.

1.5 Согласно ГОСТу, характеристика предохранителя может иметь отклонение по номинальному току до 20 %. Поэтому построенная ампер-секундная характеристика предохранителя (рисунок 3.3 – пунктирная характеристика) 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 (цифровое реле БМРЗ, которое имеет характеристики срабатывания аналогичные реле РТ-80)

2.1 Определяем номинальный рабочий ток через защиту АК1:

$$I_{AK1H} = 82 + 34,68 = 116,68 \text{ А.}$$

2.2 Определяем коэффициент трансформации трансформаторов тока АК1 по току I_{AK1H} :

$$K_I = \frac{I_{ТТ\text{ ном}}}{I_{II\text{ ном}}} = 150 / 5 = 30.$$

2.3 Определяем ток максимального режима, через защиту АК1

$$I_{\text{раб. max}} = 1,4 \cdot I_{н1Т} + I_{\text{раб. max 1}} = 1,4 \cdot 34,68 + 82 = 130,55 \text{ А.}$$

2.4 Определяем ток срабатывания защиты АК1:

$$I_{сзAK1} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_\epsilon} \cdot I_{\text{раб. max}}, \quad I_{сзAK1} = \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,8} \cdot 130,55 = 391,65 \text{ А.}$$

2.5 Для обеспечения селективности защиты АК1с предохранителем ток срабатывания защиты АК1 должен быть на 20 % больше тока $I_{ПЛ.ВС}$ за время 5 с, т. е. $1,2 \cdot I_{ПЛ.ВС} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ А}$. Таким образом, требование обеспечения селективности выполняется.

2.6 Ток срабатывания реле АК1 вычисляем:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{K_I} = 391,65 / 30 = 13,06 \text{ А.}$$

2.7 Принимая степень 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 БМРЗ. Для построения характеристики срабатывания реле БМРЗ воспользуемся выражением, описывающим зависимую характеристику реле БМРЗ (таблица 3.2):

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

2.8 Определим для расчетов по формуле (3.3) величину

$$I_* = I_{к1} / I_{cз.АК1}, = 3500/391,65 = 8,93.$$

2.9 Для точки «а» кратность тока $K_p > 8$, следовательно, от точки «а» проводится вправо горизонтальная линия на уровне $t_{cз1} = 0,5 \text{ с}$.

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

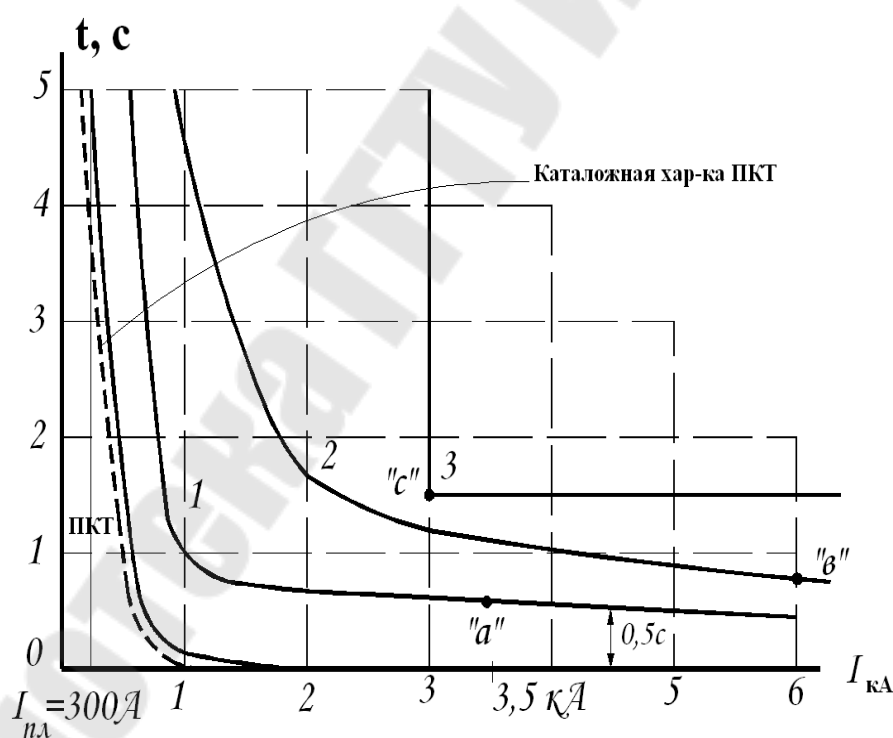


Рисунок 3.4 – Согласование времени срабатывания МТЗ с зависимыми и независимыми характеристиками срабатывания

2.10 Дальнейшее построение кривой производится по выражению (3.3), для чего, задаваясь произвольными значениями токов КЗ $I_{к1}$, А, вычисляем I_* и $t_{cз}$. Результаты вычислений заносим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3

Задаёмся I_{KI}, A	3000	2500	2000	1000	750	500
Вычисляем $I^* = I_{KI}/I_{C3}$	7,66	6.38	5.11	2,55	1.91	1,27
Вычисляем t_{c3}	0,54	0.56	0,6	1,07	1.99	13,88

2.11 На рисунке 3.4 по результатам вычислений из таблицы 3.2 строим зависимую характеристику срабатывания защиты АК1.

3. Расчёт параметров срабатывания защиты АК2 (цифровое реле БЭМН)

3.1 Определяем номинальный рабочий ток через защиту АК2:

$$I_{AK2max} = 82 + 34,68 + 170 = 286,68 \text{ A.}$$

3.2 Принимаем коэффициент трансформации ТТ АК1:

$$K_I = \frac{I_{ТТ ном}}{I_{II ном}} = 300 / 5 = 60.$$

3.3 Определяем максимальный ток через защиту АК2

$$I_{раб. max 2} = 130,55 + 170 = 300,55 \text{ A.}$$

3.4 Определяем ток срабатывания МТЗ защиты АК2:

$$I_{сзAK2} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_\epsilon} \cdot I_{раб. max 2}$$

$$I_{сзAK1} = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 300,55 = 696,0 \text{ A.}$$

3.5 Для построения характеристики срабатывания последующей защиты АК2 определяется расчетная точка «В» с координатами:

$$I_B = I_{K2} = 6000 \text{ A,} \quad t_B = t_{сз1} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

3.6. Определяем кратность тока в расчётной точке «В»:

$$I_* = \frac{I_{K2}}{I_{сз. AK2}} = \frac{6000}{696} = 8,62.$$

3.7. На ГПП применяется ЦР БЭМН, то примем нормальную зависимую характеристику по стандарту МЭК:

$$t_{сз} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1} \quad (3.4)$$

3.8 Принимаем нормальную характеристику, при этом $\alpha = 0,02$, $\beta = 0,14$.

3.9 Определяем коэффициент времени из формулы (3.4):

$$K = t_{сз} \frac{I_*^\alpha - 1}{\beta} = 0,8 \frac{8,62^{0,02} - 1}{0,14} = 0,25.$$

3.10 По выражению (3.2) определяем время срабатывания МТЗ АК2:

$$t_{сз.2} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{8,62^{0,02} - 1} = 0,8 \text{ с.}$$

3.11 Ток срабатывания реле АК2 равен:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{K_I} = 696 / 60 = 11,6 \text{ А.}$$

3.12 Дальнейшее построение кривой производится по выражению (3.4), для чего, задаваясь произвольными значениями токов КЗ $I_{к2}$, А, вычисляем I_* и $t_{сз}$. Результаты вычислений заносим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4

Задаёмся $I_{к2}$, А	1000	1400	2100	3500	6000
Вычисляем $I_* = \frac{I_{к2}}{I_{сз.АК2}}$	1,44	2,01	3,02	5,03	8,62
Определяем $t_{сз2} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{I_*^{0,02} - 1}$, с	5,0	2,5	1,59	1,06	0,8

3.13 По результатам вычислений на рисунке (3.4) строим нормальную зависимую характеристику срабатывания защиты АК2.

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

4.1 Определяем номинальный рабочий ток через защиту АК3

$$I_{АК2\max} = 82 + 34,68 + 170 + 992 = 1278,68 \text{ А}$$

4.2 Коэффициент трансформации трансформаторов тока АК1

$$K_I = \frac{I_{ТТ\text{ ном}}}{I_{II\text{ ном}}} = 1500 / 5 = 300.$$

4.3 Определяем максимальный ток через защиту АК2

$$I_{\text{раб. max 3}} = 300,55 + 992 = 1292,55 \text{ А.}$$

4.4. Определим ток срабатывания защиты АК3:

$$I_{сзАК3} = \frac{K_n \cdot K_{с.зан}}{K_g} \cdot I_{\text{раб. max 3}} \quad I_{сзАК3} = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 1292,55 = 2993,27 \text{ А.}$$

4.5 Определим ток срабатывания реле АК2:

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{K_I} = 2993,27 / 300 = 9,98 \text{ А.}$$

4.6 Для определения времени срабатывания защиты АК3 находится расчётная точка «с» с координатами: $I_C = I_{cз.АК3} = 2993,27 \text{ А}$ и $t_{c''} = t_{cз.АК2} + \Delta t$.

4.7 Определим время срабатывания защиты АК2 при токе КЗ равном 3500 А:

$$I_* = \frac{I_{CЗ.АК3}}{I_{CЗ.АК2.}} = \frac{2993,27}{696} = 4,3 \quad t_{cз.АК2} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{4,3^{0,02} - 1} = 1,18 \text{ с.}$$

Приняв $\Delta t = 0,2 \text{ с}$, получим: $t_{CЗ.АК3} = 1,18 + 0,2 = 1,38 \text{ с}$.

4.8 По результатам вычислений строим на рисунке 3.4 независимую характеристику срабатывания защиты АК3.

Домашнее задание № 3

Выбрать параметры срабатывания МТЗ в распределительной сети (рисунк 3.3).

- а. Защита трансформатора осуществляется предохранителями;
- б. Защита АК1 – на цифровом реле типа БМРЗ с характеристикой аналогичной РТ-80;
- в. Защита АК2 (ГПП) осуществляется цифровым реле БЭМН с зависимой характеристикой;
- г. Защита АК3 (ГПП - ввод) осуществляется цифровым реле с независимой характеристикой.

Токи нагрузок, трёхфазных КЗ указаны в таблице 3.5.

Таблица 3.5

№ варианта	U _{ГПП} , кВ	S _Г , 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	18	12	1250	6	9	12
2	10	160	10	12	1400	3	5	8
3	10	250	60	50	450	2	5	7
4	10	250	40	70	550	3	6	8
5	6	400	150	140	1000	7	9	13
6	10	400	120	140	1300	4	7	10
7	10	400	80	85	600	3	6	10
8	10	630	90	95	550	3,6	7	9
9	6	630	100	150	1100	6,5	8,5	11,1
0	10	630	90	55	750	2,6	5,5	8,5

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6–35 КВ. ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ СОПРОТИВЛЕНИЯ РЕЗИСТОРА ПО УСЛОВИЮ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

4.1 Общие положения. В соответствии с ПУЭ для селективного обнаружения однофазных замыканий на каждом присоединении должна быть установлена защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), т. е. защита нулевой последовательности, которая в одних случаях действует на сигнал, в других – на отключение. На электродвигателях и генераторах, у которых емкостной ток замыкания на землю превышает 5 А (первичных), защита должна действовать на отключение без замедления.

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 или соединяя вторичные обмотки ТТ в фильтр токов нулевой последовательности.

Емкостные сопротивления элементов системы электроснабжения значительно превышают их индуктивные и активные сопротивления, что позволяет пренебречь ими при определении тока замыкания на землю 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 ОЗЗ $R_{\pi}=0$. В этом случае 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.

4.2 Рекомендации по определению емкостного тока замыкания на землю. Расчет токов замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью производится для определения параметров срабатывания релейной защиты от замыканий на землю, выбора параметров резистивного заземления нейтрали и т.д.

Расчет ведется при следующих допущениях:

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

Емкостной ток замыкания на землю определяется по формуле:

$$I_c = 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega_c \cdot \sum C_{0i} \cdot L_i + 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega_c \cdot \sum C_{\text{дв}}, \quad (4.1)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

ω_c – круговая частота сети, 1/с;

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

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

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

$$I_c = \sum I_{c.кл} \cdot L_{c.кл} + \sum I_{c.вл} \cdot L_{c.вл} + \sum I_{c.дв}, \quad (4.2)$$

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

$L_{c.кл}$ и $L_{c.вл}$ – 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.7.

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

$$I_c = (2,7 \dots 3,3) \cdot U_{ном} \cdot L_{вл} \cdot 10^{-3}, \text{ А}, \quad (4.3)$$

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

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

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

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

$$I_c = \frac{U_l \cdot L_{вл}}{350}, \text{ А}, \quad (4.4)$$

где U_l – линейное напряжение, кВ; $L_{вл}$ – суммарная длина воздушных ЛЭП, км.

Емкостный ток двухцепной воздушной линии может быть определен по формуле:

$$I_{C_{двл}} = (1,6 \dots 1,3) I_c, \text{ А}, \quad (4.5)$$

где I_c – емкостной ток одноцепной линии, рассчитанный по формуле (4.3), А.

Ток замыкания на землю в сети с кабельными линиями можно определить по выражению:

$$I_{скл} = I_0 \cdot L_{кл}, \text{ А}, \quad (4.6)$$

где I_0 – удельный ток замыкания на землю, зависит от типа кабеля и его сечения (А/км), определяется по приложениям П.4; $L_{кл}$ – длина кабельной линии, км.

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

$$I_{с.кл} = \frac{U_l \cdot L_{кл}}{10}, \text{ А}, \quad (4.8)$$

где U_l – линейное напряжение, кВ; $L_{вл}$ – суммарная длина кабельных ЛЭП, км.

Ток замыкания на землю электродвигателей определяется по выражениям:

- при $U_{ном} = 6$ кВ $I_{с.дв} = 0,017 \cdot S_{дв.ном}, \text{ А};$ (4.9)
- при $U_{ном} = 10$ кВ $I_{с.дв} = 0,03 \cdot S_{дв.ном}, \text{ А},$

где $S_{ном.дв.} = P_{ном.дв.} / (\eta \cdot \cos\varphi)$, МВА; η – КПД двигателя, $P_{ном.дв.}$ – 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 $I_{с.пр}$ представляет собой сумму токов $I_{с.каб} + I_{с.дв.}$

Емкость неявнополюсных синхронных и короткозамкнутых асинхронных двигателей определяется по выражению:

$$C_{дв} = \frac{0,0187 \cdot S_{дв.ном} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_n} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_n)}, \text{ Ф}, \quad (4.10)$$

где U_n – номинальное фазное напряжение, кВ; $S_{дв.ном}$ – номинальная мощность двигателя, МВ·А.

Емкостной ток замыкания на землю от двигателей определяется по формуле:

$$I_{c.дв} = 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega_c \cdot \sum C_{дв}. \quad (4.11)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В; ω_c – круговая частота сети; $C_{дв}$ – емкость фазы двигателя относительно земли (корпуса), Ф.

Увеличение емкостного тока сети за счет емкости оборудования подстанций может ориентировочно оцениваться для воздушных и кабельных сетей 6-10 кВ – на 10%, для воздушных сетей 35 кВ – на 12%. Для кабельных сетей 35 кВ увеличение емкостного тока за счет оборудования подстанций учитывать не следует.

Недостаточная точность аналитического метода определения емкостных токов замыкания на землю реальных линий электропередачи определяет применение расчетов только для предварительной оценки параметров проектируемых сетей, и уточняется прямыми их измерениями.

4.3 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.

4.4 Выбор тока срабатывания ненаправленной защиты ОЗЗ.

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:

$$I_{cз} = K_{омс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.нр}, \text{ А,} \quad (4.12)$$

где $K_{омс}$ – 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-41 $K_{бр} = 2-4$;

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

Выбранный по (4.12) ток срабатывания ЗЗ проверяется по условию чувствительности:

$$K_{ч} = (\sum I_c - I_{с.нр}) / I_{сз} \geq 1,2 \div 1,5, \quad (4.13)$$

где $\sum I_c$ – суммарный емкостной ток всех присоединений электрической сети, величина которого рассчитывается по выражению (4.2).

Анализируя выражение (4.13) 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. В противном случае применяют направленную защиту от замыкания на землю.

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 ТТНП. Для начала можно принять коэффициент трансформации ТНП, равным 25.

4.5 Выбор тока срабатывания направленной защиты 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 цифровые реле 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. 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 применяется измерительный орган направления мощности нулевой последовательности с углом максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч.} = +90^\circ$.

Направленная защита применяется в сетях с токами замыкания на землю более 0,3...0,6 А (первичных) и в случае недостаточной чувствительности ненаправленной защиты.

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

- значение напряжения $3U_0 = 14\text{--}20$ 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 $t_{с.з} = 0,4$ с в случае применения линейных трансформаторов тока в трех фазах.

Выбор параметров срабатывания направленной защиты ОЗЗ.

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

$$I_{с.з} = (\sum I_c - I_{с.пр}) / 2. \quad (4.14)$$

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

4.6 Резистивное заземление нейтрали

Многолетний опыт эксплуатации сетей с изолированной нейтралью, накопленный не только в России, но и во всем мире позволяет говорить о существенных недостатках режима изолированной нейтрали в сетях 6–35 кВ, таких как:

- дуговые перенапряжения и пробой изоляции на первоначально неповрежденных фидерах при однофазных замыканиях на землю в сети;
- возможность возникновения множественных повреждений изоляции (одновременное повреждение изоляции нескольких фидеров) при однофазных замыканиях на землю;
- повреждения трансформаторов напряжения (НТМИ, ЗНОЛ, ЗНОМ) при замыканиях на землю;

- сложность обнаружения места повреждения (места замыкания);
- неправильная работа релейных защит от однофазных замыканий на землю;
- опасность поражения электрическим током персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети.

В связи с наличием такого количества недостатков режим изолированной нейтрали в сетях 6–35 кВ был заменен на резистивное заземление нейтрали в подавляющем большинстве стран Европы, Северной и Южной Америки, Австралии и других странах еще в 40–50-х гг. прошлого века.

Режим заземления нейтрали сетей 6–35 кВ через резистор обеспечивает:

- надежность электроснабжения потребителей;
- снижение уровня перенапряжений в сети при ОЗЗ;
- нормальное функционирование работы РЗА при ОЗЗ, действующей либо на отключение поврежденного присоединения, либо на сигнал о его повреждении;
- при всех рабочих и защитных функциях обеспечивать экономическую целесообразность принимаемых мероприятий.
- исключить или снизить вероятность повреждения людей и животных при ОЗЗ;

Условие надежности электроснабжения потребителей определяется возможностью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей. При длительном существовании режима ОЗЗ в сети возможен как переход ОЗЗ в многофазное повреждение.

При необходимости сохранения работы сети в режиме ОЗЗ необходимо использовать высокоомное резистивное заземление нейтрали с действием релейной защиты от ОЗЗ на сигнал.

Выбор величины резистора по критерию снижения уровня перенапряжений производится по требуемой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений, которая определяется допустимым коэффициентом кратности перенапряжений K_{II} .

Величина допустимого коэффициента кратности перенапряжений определяется оборудованием и уровнем изоляции сети.

При этом коэффициент кратности перенапряжений составляет:

– для низкоомного резистивного заземления нейтрали:

$$K_{II} = 1,0 \dots 2,2;$$

– для высокоомного резистивного заземления нейтрали:

$$K_{II} = 2,2 \dots 2,6.$$

Сопротивление резистора по заданной кратности уровня перенапряжений $K_{II} = 1,0 \dots 2,2$;

– для высокоомного резистора определяется по выражению:

$$R_N = X_C \frac{K_{II} - 1}{3,4 - K_{II}}, \text{ Ом} \quad (4.15)$$

Рекомендуемый номинальный ряд сопротивлений резисторов для заземления нейтрали: 10, 25, 50, 75, 100, 140, 200, 250, 300, 400, 500, 800, 1000, 1250, 1500, 1800, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 7000, 10000 Ом.

После выбора величины сопротивления резистора по условию снижения перенапряжений производится уточнение величины K_{II} , которая определяется по выражению:

$$K_{II} = \frac{2,4R_N}{R_N + X_C} + 1 \quad (4.16)$$

В качестве базовой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений принимается степень защиты $K_{II} = 2,6$, соответствующая норме на профилактические испытания вращающихся машин (генераторов, высоковольтных двигателей, кабелей и т.д.).

Выбор величины сопротивления резистора по условию эффективной работы релейной защиты заключается в определении необходимого вида защиты, обладающей требуемой селективностью и чувствительностью.

Защита от ОЗЗ в сети устанавливается на всех присоединениях. При низкоомном резистивном заземлении нейтрали в режиме ОЗЗ по поврежденному присоединению протекает ток величиной десятки и сотни ампер, поэтому устанавливается МТЗ нулевой последовательности с действием на отключение поврежденного присоединения.

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали определение поврежденного присоединения может производиться по полному току ОЗЗ или наличию активной составляющей тока ОЗЗ, которые имеют достаточно малую величину, что в свою очередь ведет к усложнению и удорожанию релейной защиты от ОЗЗ. При высокоомном резистивном заземлении нейтрали могут устанавливаться как простые токовые защиты, так и более сложные виды защит с действием на отключение или сигнал.

Допустимое сопротивление резистора по условию эффективной работы РЗА определяется по выражению:

$$R_N = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} I_{CЗ}}. \quad (4.17)$$

Выбор величины сопротивления резистора по условию обеспечения электробезопасности. Условие обеспечения электробезопасности заключается в соблюдении условий электробезопасности для людей при ОЗЗ на ПС с учетом существующего нормирования величин допустимого сопротивления ЗУ или напряжения прикосновения.

На ПС 6-35 кВ, с нейтралью, заземлённой через резистор электробезопасность обеспечивается при допустимой величине сопротивления ЗУ $R_{ЗУ\text{доп}}$, удовлетворяющего условию

$$R_{ЗУ\text{доп}} \leq \frac{R_{ЗУ(ПУЭ)} \cdot R_N}{\sqrt{R_N^2 + X_C^2}}, \quad (4.18)$$

где $R_{ЗУ(ПУЭ)}$ – величина сопротивления заземляющего устройства, нормируемая ПУЭ, Ом.

Из (4.18) следует, что по сравнению с принятой в соответствии с [1] допустимой величиной сопротивления ЗУ при заземлении нейтрали сети через резистор всегда ухудшаются условия электробезопасности. В этом случае электробезопасность обеспечивается двумя способами: либо путем выбора допустимого сопротивления ЗУ по (4.18), либо путем выполнения на ПС специальных защитных мероприятий, связанных с отключением поврежденного присоединения.

Проверка термической стойкости резистора. Величина сопротивления резистора должна выбираться при условии наибольшего рабочего напряжения на шинах $U_{н.раб}$, которое составляет:

$U_{н.раб} = 7,2 \text{ кВ}$ – для сети напряжением 6 кВ;

$U_{н.раб} = 12 \text{ кВ}$ – для сети напряжением 10 кВ;

$U_{н.раб} = 40,4 \text{ кВ}$ – для сети напряжением 35 кВ.

Термическая стойкость резистора оценивается по допустимому кратковременному току $I_{P\text{доп}}$ и времени его протекания $t_{P\text{доп}}$, которые должны удовлетворять условиям:

$$\begin{aligned} I_{P\text{доп}} &\geq I_P; \\ t_{P\text{доп}} &\geq t_{CЗ\text{рез}}, \text{ но не менее } 3 \text{ с.} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Определение мощности трансформатора присоединения резистора. Наиболее простым и недорогим решением является включение резистора в нейтраль обмотки силового трансформатора, соединенной по схеме «звезда с нулем». В Белорусской энергосистеме в сетях среднего напряжения такая схема соединения обмоток силового трансформатора может применяться только в сетях 35 кВ при условии выведенной на крышку бака трансформатора нейтрали обмотки 35 кВ.

Проверку силового трансформатора на термическую стойкость в режиме ОЗЗ производить не требуется.

Наиболее распространенным способом включения резистора в нейтраль сети является установка специального трансформатора ТЗН со схемой соединения обмоток $Y_0/\Delta-11$, мощность которого выбирается по условию:

$$S_T = \frac{U_L^2}{\sqrt{3} K_{пер} R_N}, \quad (4.20)$$

где $K_{пер} = 1,0 \dots 1,4$ – коэффициент перегрузки трансформатора.

Также для включения резистора в нейтраль сети может использоваться специальный сетевой фильтр нулевой последовательности ФМЗО, мощность которого выбирается по выражению (4.20).

Пример расчета № 4.1 Рассчитать ток замыкания на землю и параметры срабатывания ЗЗ в сети напряжением 10 кВ:

- с изолированной нейтралью;
- с резистивным заземлением нейтрали.

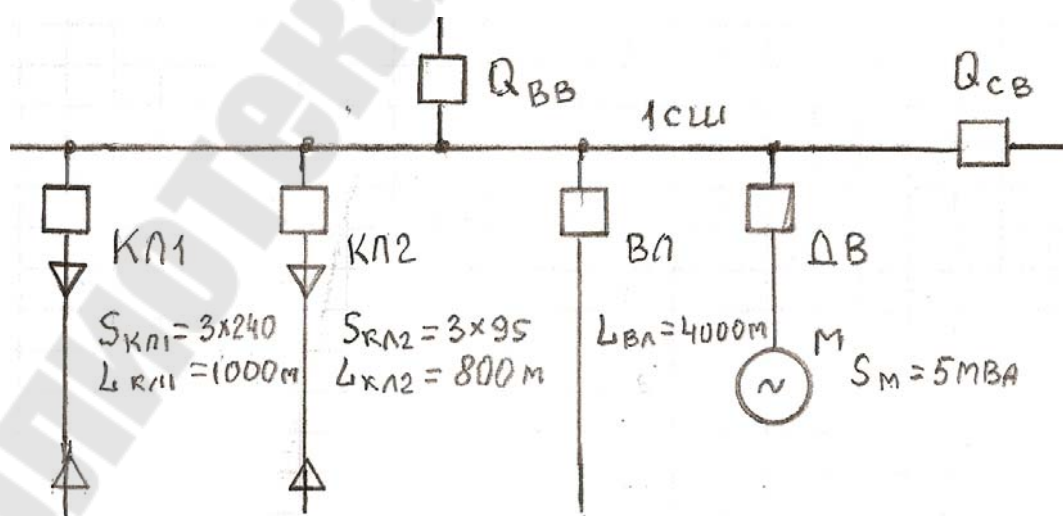


Рисунок 4.1 – Расчетная схема к примеру расчета № 4.1

1 Сеть с изолированной нейтралью

1.1 Определяется емкостной ток кабельной линии КЛ1 по выражению (4.6), Кабельная линия выполнена кабелем с пластмассовой изоляцией:

$$I_{с.кл1} = I_0 \cdot L_{кл1} = 4,5 \cdot 1,0 = 4,5 \text{ А},$$

где I_0 – удельный ток замыкания на землю, зависит от типа кабеля и его сечения (А/км), определяется по приложениям П.4, равен 1,29 А/км; $L_{кл1}$ – длина кабельной линии КЛ1, км.

1.2 Определяется емкостной ток кабельной линии КЛ2 по выражению (4.6), Кабельная линия выполнена кабелем с пластмассовой изоляцией:

$$I_{с.кл2} = I_0 \cdot L_{кл2} = 2,9 \cdot 0,8 = 2,32 \text{ А},$$

где I_0 – удельный ток замыкания на землю, зависит от типа кабеля и его сечения (А/км), определяется по приложениям П.4, равен 2,9 А/км;

1.3 Определяется емкостной ток воздушной линии ВЛ. Для воздушных линий величина емкостного тока замыкания на землю определяется по выражению (4.3):

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

где $U_{ном}$ – линейное напряжение, кВ; $L_{вл}$ – длина электрически связанных воздушных ЛЭП, км.

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

- по формуле (4.3): $I_{с.вл} = 2,7 \cdot U_{ном} \cdot L_{вл} \cdot 10^{-3} = 0,11 \text{ А};$

- по формуле (4.4): $I_{с.вл} = U_l \cdot L_{вл} / 350 = 10,5 \cdot 4 / 350 = 0,12 \text{ А}.$

1.4 Емкостной ток двигателей:

$$I_{с.дв} = 0,03 \cdot 5 = 0,15 \text{ А}.$$

1.5 Суммарный емкостной ток при замыкании на землю составит:

$$I_c = I_{с.кл1} + I_{с.кл2} + I_{с.вл} + I_{с.дв} = 4,5 + 2,32 + 0,12 + 0,15 = 7,09 \text{ А}.$$

1.6 Увеличение емкостного тока сети за счет емкости оборудования подстанций может ориентировочно оцениваться для воздушных и кабельных сетей 6–10 кВ – на 10 %, для воздушных сетей 35 кВ –

на 12 %. Для кабельных сетей 35 кВ увеличение емкостного тока за счет оборудования подстанций учитывать не следует.

Суммарный емкостной ток составит с учетом емкости оборудования подстанций:

$$I_c = 1,1 \cdot I_c = 1,1 \cdot 7,09 = 7,8 \text{ А}$$

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

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{c.пр} \quad (4.21)$$

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.

1.8 Определяются токи срабатывания 33 линий по формуле (4.21):

$$I_{сзКЛ1} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 4,5 = 10,8 \text{ А};$$

$$I_{сзКЛ2} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 2,32 = 5,57 \text{ А};$$

$$I_{сзВЛ} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 0,12 = 0,29 \text{ А};$$

$$I_{сзДВ} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 0,15 = 0,36 \text{ А}.$$

1.9 Выбранный по (4.12) ток срабатывания защиты необходимо проверить по условию чувствительности:

$$K_{ч} = (\sum I_c - I_{c.пр}) / I_{c.з} \geq 1,2 \dots 1,5, \quad (4.22)$$

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

1.10 Определяем коэффициенты чувствительности по выражению (4.22):

$K_{ч.кл1} = (7,8 - 4,5) / 10,8 = 0,31$ (33 не удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{ч.кл2} = (7,8 - 2,32) / 5,57 = 0,984$ (33 не удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{ч.вл2} = (7,8 - 0,12) / 0,29 = 26,48$ (33 удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{ч.дв} = (7,8 - 0,15) / 0,36 = 21,25$ (33 удовлетворяет требованиям ПУЭ),

1.11 На КЛ1 и КЛ2 применяем направленную ОЗЗ. Уставка по току выбирается по условию обеспечения гарантированного коэффициента чувствительности, равного 2 по формуле (4.14):

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

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

$$I_{c.зКЛ1} = (\sum I_c - I_{c.зКЛ1})/2 = (7,8 - 4,5)/2 = 1,65 \text{ А};$$

$$I_{c.зКЛ2} = (\sum I_c - I_{c.зКЛ2})/2 = (7,8 - 2,32)/2 = 2,76 \text{ А}.$$

1.12 Выбранный по (4.14) ток срабатывания защиты проверяется по условию чувствительности по выражению (4.22)

$K_{ч.кл1} = (7,84 - 4,5)/1,65 = 2,0$ (33 удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{ч.кл2} = (7,84 - 2,32)/2,76 = 2,0$ (33 удовлетворяет требованиям ПУЭ),

2 Пример расчета параметров резистивного заземления нейтрали для секции шин подстанции рисунка 4.1

2.1 Емкостной ток сети 10 кВ на секции подстанции по расчетам составляет 7,84А, поэтому для исключения феррорезонанса в сети 10 кВ явлений было использовано техническое решение по заземлению нейтрали секций 10 кВ через высокоомный резистор.

2.2 Выбор величины сопротивления резистора по условию снижения уровня перенапряжений определяется допустимым коэффициентом кратности перенапряжений $K_{п}$.

Величина допустимого коэффициента кратности перенапряжений определяется оборудованием и уровнем изоляции сети. Для высокоомного резистивного заземления нейтрали $K_{п} = 2,2...2,6$.

2.3 По суммарному емкостному току замыкания на землю определяется суммарное емкостное сопротивление фазы:

$$X_C = \frac{U_{л}}{\sqrt{3}I_C} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times 7,8} 10^3 = 778,12 \text{ Ом}.$$

2.4 Сопротивление резистора по заданной кратности уровня перенапряжений $K_{п}$ определяется по выражению (4.15)

$$R_N = 778,12 \frac{2,6 - 1}{3,4 - 2,6} = 1556,24 \text{ Ом}$$

2.5 Применяем резистор для заземления нейтрали типа NER-1800.

Рекомендуемый номинальный ряд сопротивлений резисторов для заземления нейтрали: 10, 25, 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 800, 1000, 1250, 1500, 1800, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 7000, 10000 Ом.

После выбора величины сопротивления резистора по условию снижения перенапряжений производится уточнение величины K_{II} , которая определяется по выражению (4.16):

$$K_{II} = \frac{2,4R_N}{R_N + X_C} + 1 = \frac{2,4 \times 1800}{1800 + 778,12} + 1 = 2,676.$$

В качестве базовой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений принимается степень защиты $K_{II} = 2,6$, соответствующая норме на профилактические испытания вращающихся машин (высоковольтных двигателей).

2.6 Выбор величины сопротивления резистора по условию эффективной работы релейной защиты.

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали определение поврежденного присоединения производится по наличию активной составляющей тока ОЗЗ, которая имеет достаточно малую величину, что в свою очередь ведет к усложнению и удорожанию релейной защиты от ОЗЗ. При высокоомном резистивном заземлении нейтрали могут устанавливаться как простые токовые защиты, так и более сложные виды защит с действием на отключение или сигнал.

Допустимое сопротивление резистора по условию эффективной работы РЗА определяется по выражению (4.17):

$$R_N = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3}I_{CЗ}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times 3,86} = 1572 \text{ Ом},$$

где $I_{CЗ}$ – ток срабатывания релейной защиты от ОЗЗ, А (определяется в соответствии с (4.12)). Т.е критерий выполняется.

2.7 Проверка термической стойкости резистора.

Величина сопротивления резистора должна выбираться при условии наибольшего рабочего напряжения на шинах $U_{н.раб}$, которое составляет:

$$U_{н.раб} = 12 \text{ кВ} - \text{ для сети напряжением } 10 \text{ кВ};$$

Термическая стойкость резистора оценивается по допустимому кратковременному току $I_{P\partial on}$ и времени его протекания $t_{P\partial on}$ которые должны удовлетворять условиям, при веденным в П.8

$$I_{P\text{доп}} \geq I_P;$$

$$t_{P\text{доп}} \geq t_{C3\text{рез}}, \text{ но не менее } 3 \text{ с},$$

2.8 Определение мощности трансформатора присоединения резистора.

Наиболее простым и недорогим решением является включение резистора в нейтраль обмотки силового трансформатора, соединенной по схеме «звезда с нулем».

Проверку трансформатора на термическую стойкость в режиме ОЗЗ производить не требуется.

Наиболее распространенным способом включения резистора в нейтраль сети является установка специального трансформатора ТЗН со схемой соединения обмоток Y_0/Δ -11 или ФЗМО, мощность которого выбирается по условию (4.20):

$$S_T = \frac{U_{Л}^2}{3K_{\text{пер}}R_N} = \frac{10,5^2}{3 \cdot 1,4 \cdot 1800} = 14,6 \text{ кВА},$$

где $K_{\text{пер}} = 1.0 \dots 1.4$ – коэффициент перегрузки трансформатора.

Также для включения резистора в нейтраль сети может использоваться специальный сетевой фильтр нулевой последовательности ФМЗО, мощность которого выбирается по приведенному выражению. По приложению П.9 выбираем фильтр нулевой последовательности ФМЗО-40/11.

2.9 Проверка условия обеспечения электробезопасности.

На ПС10 кВ, с нейтралью, заземлённой через резистор электробезопасность обеспечивается при допустимой величине сопротивления ЗУ $R_{зудоп}$, удовлетворяющего условию (4.18):

$$R_{зудоп} \leq \frac{10(ПУЭ) \times 1800}{3\sqrt{1800^2 + 774,15^2}} = 3,06 \text{ Ом}.$$

где $R_{зуд(ПУЭ)} = 10$ Ом – величина сопротивления заземляющего устройства, нормируемая [1, п. 1.7.47]. Таким образом, условие обеспечения электробезопасности выполняется.

2.10 Условие надежности электроснабжения потребителей определяется возможностью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей. Для потребителей первой категории **при** необходимости сохранения работы сети в режиме ОЗЗ необходимо использовать высокоомное резистивное заземление нейтрали с действие релейной защиты от ОЗЗ на сигнал.

Домашнее задание № 4 Рассчитать ток замыкания на землю в сети напряжением U_c , кВ (рисунок 4.1) с изолированной нейтралью и уставки 3З на всех присоединениях. Определить коэффициенты чувствительности. Определить места установки 3З и резисторов. Рассчитать параметры элементов для резистивного заземления нейтрали.

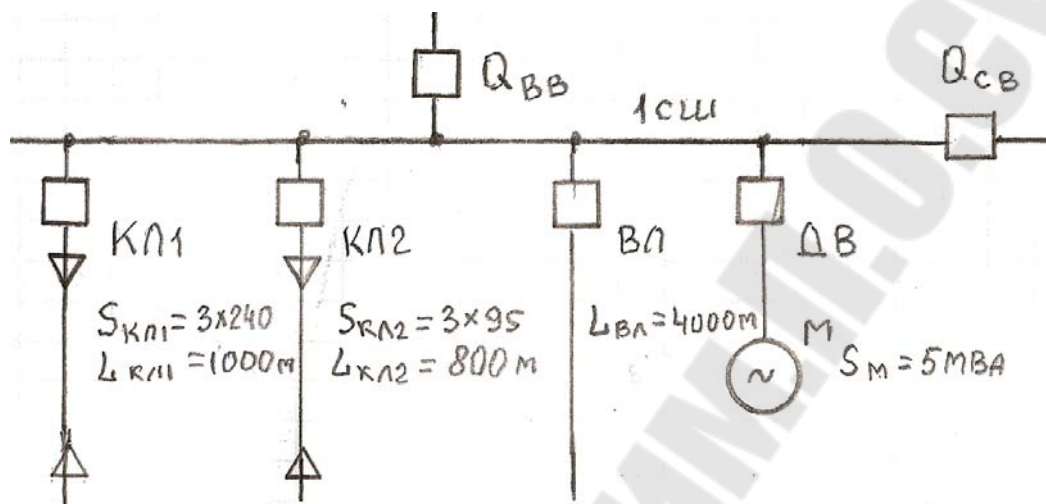


Рисунок 4.1

Таблица 4.1 – Варианты домашнего задания № 4.

№ 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	0,8	3x95	1,2	3x240	2
2	10	18	1,0	3x120	2,0	3x185	3
3	6	12	1,2	3x185	1,8	3x120	4
4	10	10	1,4	3x240	1,6	3x120	4
5	6	14	1,6	3x95	1,4	3x95	3
6	10	12	1,8	3x120	1,2	3x240	2
7	6	16	1,0	3x185	1,0	3x185	1
8	10	16	1,1	3x240	0,8	3x120	6
9	6	18	1,2	3x240	0,6	3x95	7
0	10	10	1,3	3x240	1,66	3x120	1,8

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ НАПРАВЛЕННОЙ ЗАЩИТЫ (МТНЗ)

5.1 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 5.1).

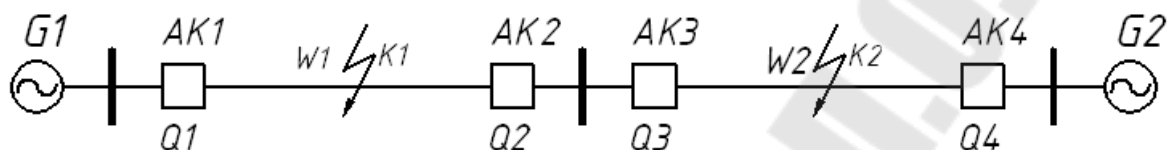


Рисунок 5.1 – Схема системы электроснабжения с двумя источниками питания

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.

Токковые 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.

5.2 Выбор параметров срабатывания МТНЗ в сетях с двухсторонним питанием

Выбор тока срабатывания МТНЗ. Ток срабатывания МТНЗ определяется по выражению:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс} K_{с.зан}}{K_6} (I_{G1-G2_{макс}} + I_{нмакс}), \text{ А,}$$

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 (рис. 5.2). 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 5.1) дает возможность не согласовывать между собой их выдержки времени.

Из направления токов (рисунок 5.2) 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.

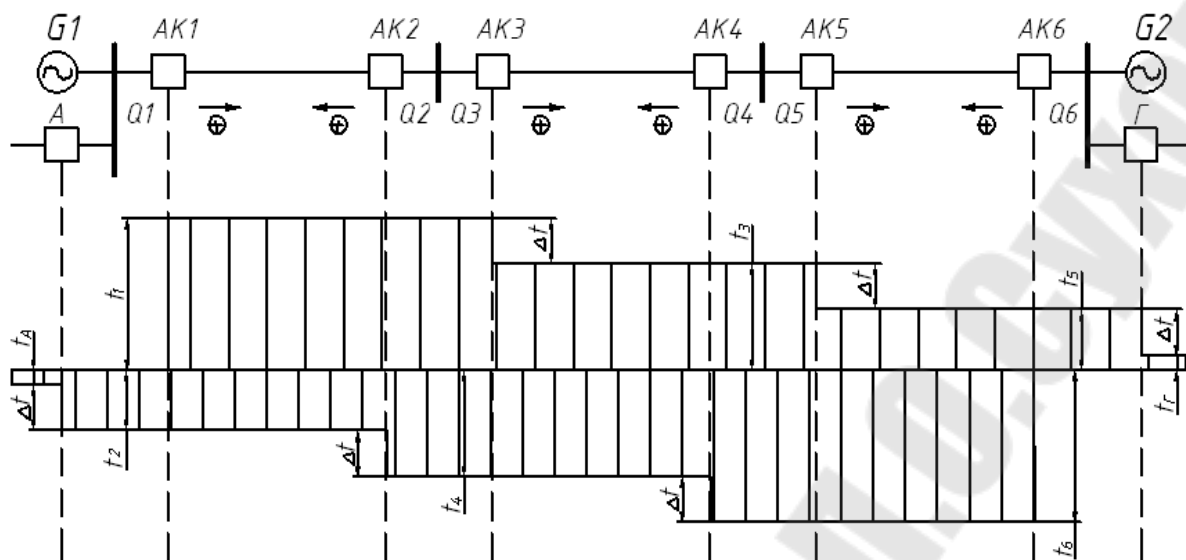


Рисунок 5.2 – Сеть с двухсторонним питанием

Рассмотрим сеть, приведенную на рисунке 5.2. 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.

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 5.2) 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 № 1 На отходящих линиях с двухсторонним питанием (рисунок 5.3) 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 240А. Необходимо определить токи срабатывания МТНЗ АК1-АК4, а также МТЗ АКГ1 и АКГ2.

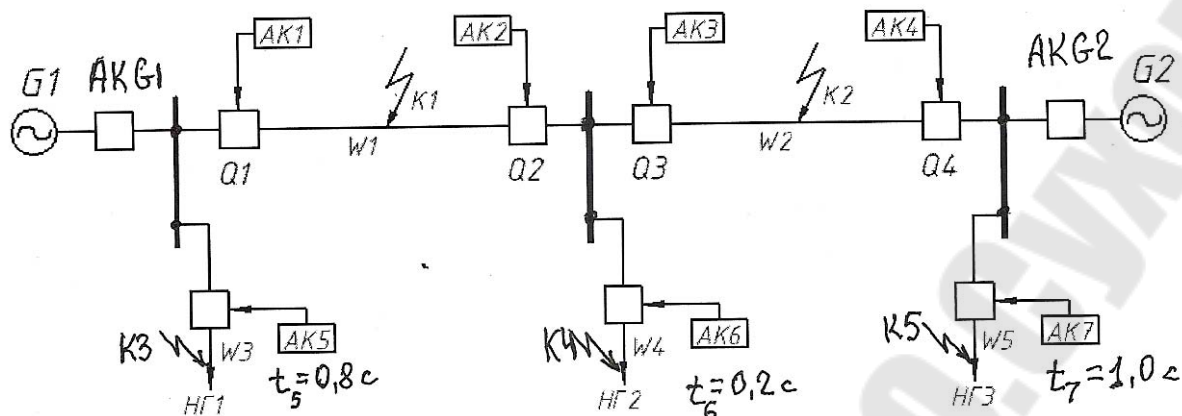


Рисунок 5.3 – Сеть с двухсторонним питанием к примеру расчета №1

Расчет токов срабатывания МТНЗ.

Защита АК3:

$$I_{сзАК3} = \frac{K_{отс} K_{с.зан}}{K_{\epsilon}} (I_{G1-G2_{макс}} + I_{н23}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (400 + 100) = 1157,9 \text{ А.}$$

Защита АК1:

$$I_{сзАК1} = \frac{K_{отс} K_{с.зан}}{K_{\epsilon}} (I_{G1-G2_{макс}} + I_{н23} + I_{н22}) =$$

$$= \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (400 + 100 + 200) = 1621 \text{ А.}$$

Защита АК2:

$$I_{сзАК2} = \frac{K_{отс} K_{с.зан}}{K_{\epsilon}} (I_{G2-G1_{макс}} + I_{н21}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (250 + 300) = 1273,7 \text{ А.}$$

Защита АК4:

$$I_{сзАК4} = \frac{K_{отс} K_{с.зан}}{K_{\epsilon}} (I_{G2-G1_{макс}} + I_{н21} + I_{н22}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (250 + 300 + 200) = 1736,8 \text{ А.}$$

Расчет времени срабатывания МТНЗ и МТЗ дан в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет времени срабатывания МТНЗ и МТЗ.

Точка КЗ	Согласование			
	К1	Согласование с	АК2	АК4
Уставка по времени		t2=0,06 с	t4=t2+Δt t4=0,06+0,2=0,26с	t1=0,06 с
К2	Согласование с	АК3	АК1	
	Уставка по времени	t3=0,06 с	t1=t3+Δt t1=0,06+0,2=0,26 с	

Окончание таблицы 5.1

К3	Согласование с	AK5	AK2	AK4
	Уставка по времени	$t5=0,8$ с	$t2=t5+\Delta t$ $t2=0,8+0,2=1,0$ с	$t4=t2+\Delta t$ $t4=1,0+0,2=1,2$ с
К4	Согласование с	AK6	AK1	AK4
	Уставка по времени	$t6=0,2$ с	$t1=t6+\Delta t$ $t1=0,2+0,2=0,4$ с	$t4=t6+\Delta t$ $t4=0,2+0,2=0,4$ с
К4	Согласование с	AK7	AK3	AK1
	Уставка по времени	$t7=1,0$ с	$t3=t7+\Delta t$ $t3=1,0+0,2=1,2$ с	$t1=t3+\Delta t$ $t1=1,2+0,2=1,4$ с

Анализ расчета времени срабатывания МТНЗ и МТЗ показывает, что для обеспечения селективности необходимо выставить уставки наибольших значений времени соответствующих комплектов защит:

$$AK1 - t_{1\max} = 1,2 + 0,2 = 1,4 \text{ с.}$$

$$AK2 - t_{2\max} = 0,8 + 0,2 = 1,0 \text{ с.}$$

$$AK3 - t_{3\max} = 1,0 + 0,2 = 1,2 \text{ с.}$$

$$AK4 - t_{4\max} = 1,0 + 0,2 = 1,2 \text{ с.}$$

Защита АКГ1:

$$I_{сзAK4} = \frac{K_{омс} K_{с.зан}}{K_{г}} (I_{G2-G1\max} + I_{н21} + I_{н22} + I_{н23}) =$$

$$= \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (400 + 300 + 200 + 100) = 2315,79 \text{ А.}$$

Защита АКГ2:

$$I_{сзAK4} = \frac{K_{омс} K_{с.зан}}{K_{г}} (I_{G2-G1\max} + I_{н21} + I_{н22} + I_{н23}) =$$

$$= \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (250 + 300 + 200 + 100) = 1968,42 \text{ А.}$$

Время срабатывания АКГ1 и АКГ2

$$t_{AKG1} = t_{1\max} + \Delta t = 1,4 + 0,2 = 1,6 \text{ с.};$$

$$t_{AKG2} = t_{4\max} + \Delta t = 1,2 + 0,2 = 1,4 \text{ с.}$$

Пример расчета № 2 На отходящих линиях с односторонним питанием (рис. 5.4) 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.

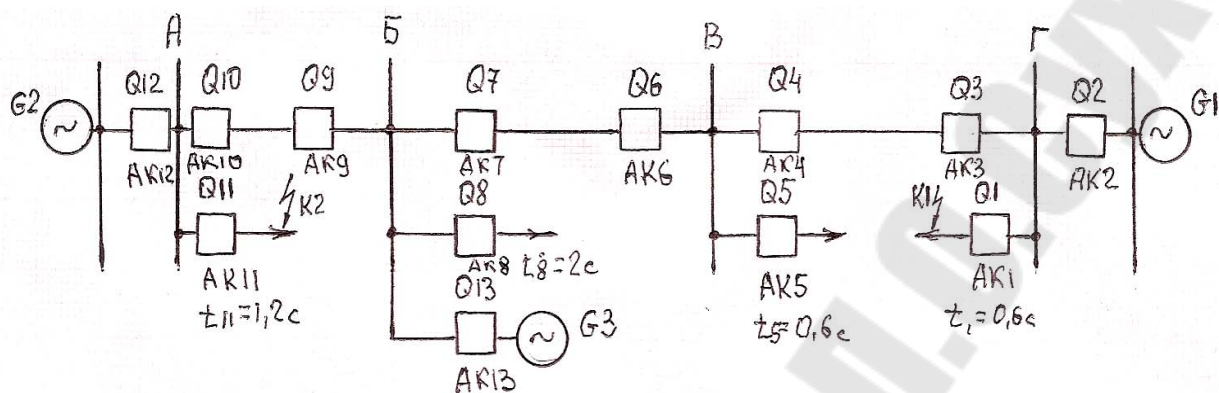


Рисунок 5.4 – Расчетная схема к примеру расчета 2

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, который 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. 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.

2. Выбор параметров срабатывания МТНЗ в кольцевых сетях

В кольцевых сетях с одним источником питания (рис. 5.5) выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому принципу.

Защиты АК2 и АК4, 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 АК4 всегда направлена от линий к шинам. Поэтому их органы направления мощности препятствуют срабатыванию защит. Защиты АК2 и АК4 также не будут срабатывать при повреждениях вне кольца на других присоединениях подстанции А (точка К2), так как ток повреждения при этом по кольцу не проходит.

Только при КЗ на линиях АБ или АВ органы направления мощности защит АК2 и АК4 будут срабатывать и защиты смогут подействовать на отключение. Это дает возможность выполнить их действие без замедления.

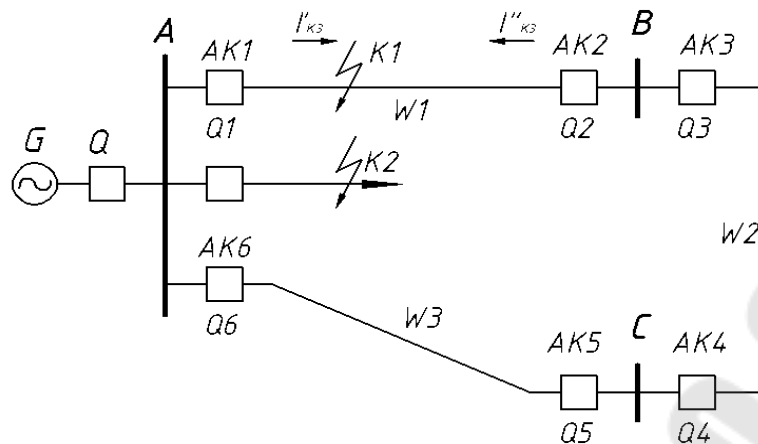


Рисунок 5.5 – Кольцевая сеть с одним источником питания

При КЗ на линии АВ вблизи шин подстанции А ток в точку КЗ проходит в основном через выключатель Q1 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 Q1, 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.

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 № 3 Для кольцевой сети (рисунок 5.6) 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, ступень селективности принять $\Delta t = 0,5$ с.

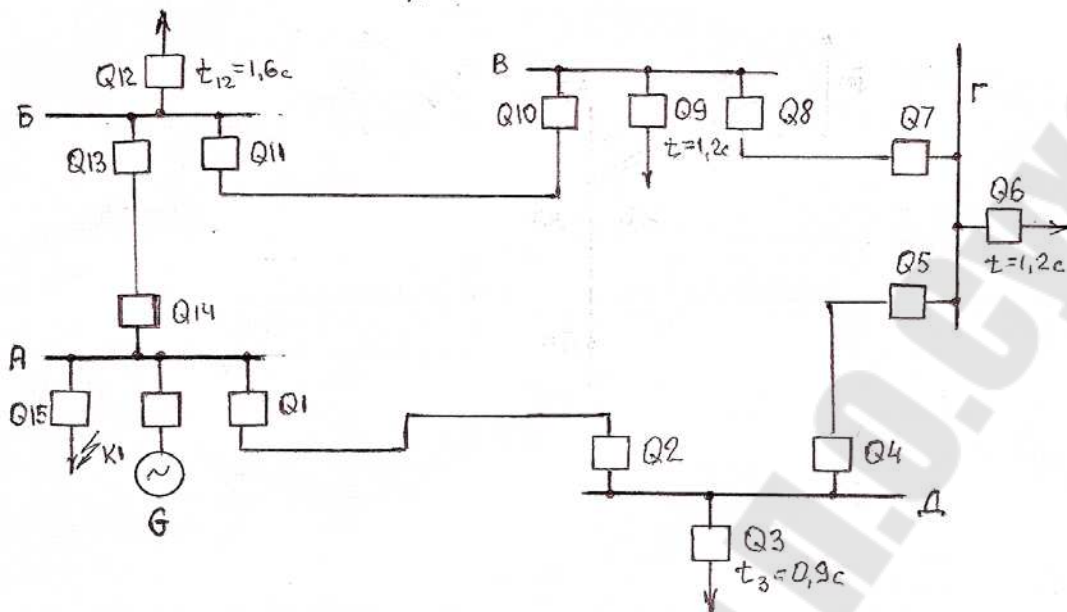


Рисунок 5.6 – Кольцевая сеть к примеру расчета № 3

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 0,3–0,4с, которая необходима для отстройки от токов, генерирующихся электродвигателями нагрузки при КЗ в питающей сети (точка К1).

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, АК4, АК8, АК10, АК13 будут направленными.

Выдержки времени защит АК2 и АК13 принимаем $t_2 = t_{13} = 0,5\text{с}$.

Для обеспечения селективности защита АК4 согласовывается с защитой АК3, а не с защитой АК2:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Домашнее задание № 5

Задача 1. Определить параметры срабатывания МТЗ и МТНЗ сети с двухсторонним питанием (рисунок 5.3) для АК1 – АК4 и АКГ1 и АКГ2. Номер варианта соответствует последней цифре журнала (таблица 5.2).

Таблица 5.2

№ варианта	Инг1, А	Инг2, А	Инг3, А	t4, с	t6, с	t7, с	Ток от системы G1 в G2, А	Ток от системы G2 в G1, А
1	100	380	280	0,2	0,1	0,24	200	100
2	120	360	260	0,4	0,3	0,44	300	240
3	140	300	200	0,6	0,4	0,66	400	340
4	180	240	140	0,8	0,4	0,87	400	240
4	200	200	100	1,0	0,6	1,1	600	140
6	240	180	80	1,2	0,7	1,12	440	100
7	270	160	60	1,4	0,8	1,24	440	400
8	300	140	40	1,6	0,6	1,26	340	320
9	320	120	20	1,8	0,8	1,18	240	340
0	340	100	100	2,0	1,0	2,20	300	440

Задача 2 Определить уставки МТЗ и МТНЗ кольцевой сети (рисунок 5.7) для АК1 – АК6. Номер варианта соответствует последней цифре зачетной книжки (таблица 5.3).

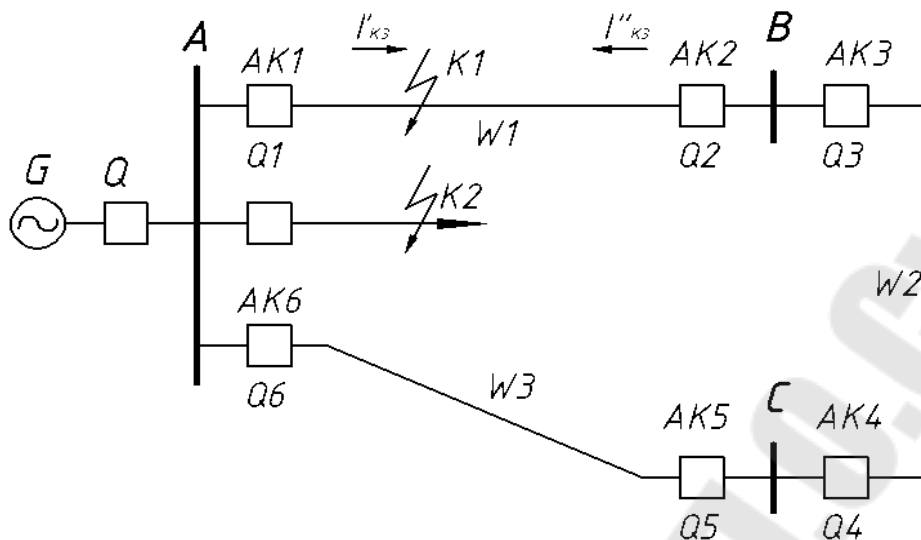


Рисунок 5.7 – Кольцевая сеть с одним источником питания

Таблица 5.3

№ 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	140	1,6	160	2,6
4	6	140	160	120	1,8	140	1,8
6	10	220	180	120	2,2	120	1,2
7	6	160	200	140	1,9	100	1,9
8	10	260	220	200	1,7	80	2,7
9	6	180	240	140	1,4	60	2,4
0	10	300	300	240	1,3	160	2,3

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.

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 на цифровых реле 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 рисунке 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 % тормозная характеристика. Указанное значение выставляется в реле в качестве уставки дифференциальной защиты.

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

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

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.

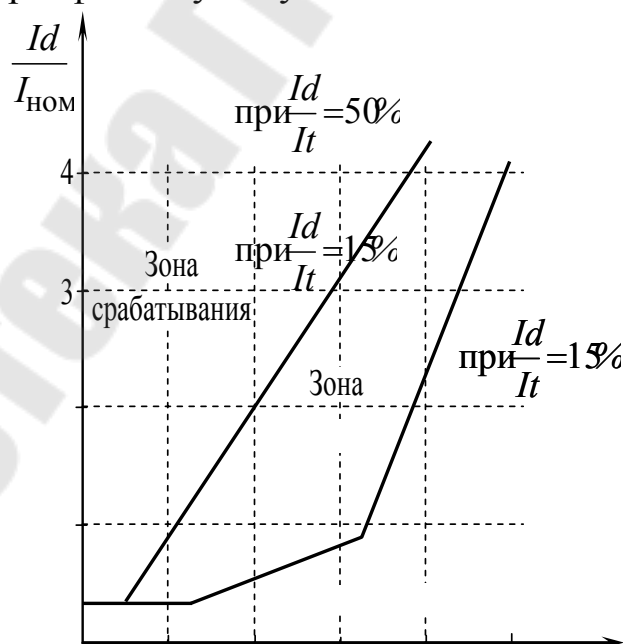


Рисунок 6.1 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора

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

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

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

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

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

В некоторых типах дифференциальных ЦР, например МІСОМ Р632, при токах КЗ свыше $6I_{ном.тр}$ 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 рисунке 6.2 определяется наклон ($tg\alpha$) характеристики первого участка торможения при малых значениях сквозных токов от 0 до $2,5I_{ном.тр}$. Данная характеристика рассчитывается по выражению (6.1), в котором коэффициент K_a принимается равным единице, а значение $\varepsilon = 5$ %.

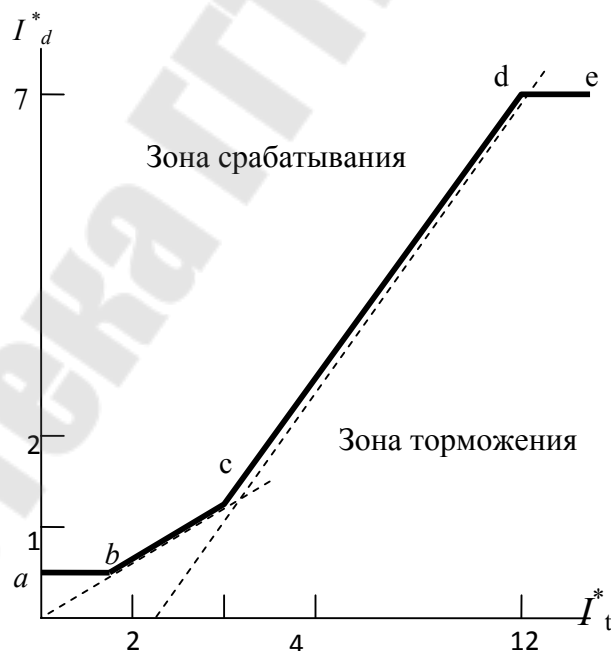


Рисунок 6.2 – Тормозная характеристика цифрового реле REF-542

Из приведенных на рисунках 6.1 и 6.2 тормозных характеристик дифференциальных реле различных фирм видно, что они похожи друг на друга и принципы, на которых они выполняются, одинаковы. Име-

ется 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 ДЗТ-11 и ДЗТ-21 показал высокую их эффективность срабатывания при внутренних повреждениях трансформатора и несрабатывания (отстройки) при внешних КЗ за счет торможения, т.е. 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 типа 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.

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.

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.

Настройка цифрового реле на заданную характеристику осуществляется по-разному. Например, в реле REF-542 она задается следующими параметрами: значениями Id_1 , Id_2 , координатами точек «В» и «С» (по оси абсцисс) и величиной $\text{tg} \alpha_2$. В других реле (R31PT)-

значениями: $I_{d1}, I_{d2}, tg\alpha_1, tg\alpha_2$ Тормозная характеристика цифрового реле типа *RET-316* несколько отличается от рассмотренной, но принцип расчета тот же.

6.2 Пример расчета ДЗТ на цифровом реле

Произвести расчет уставок ДЗТ трансформатора мощностью 25 МВ·А напряжением 110/6кВ. Токи трехфазного КЗ за трансформатором, приведенные к стороне ВН равны в максимальном режиме 1470А и минимальном режиме 1320А, $\Delta U_{рпн} = \pm 16 \%$, $Z_{сmin}=14,21\text{Ом}$.

Решение

1. Определяем номинальные токи трансформатора при среднем положении РПН:

$$I_{\text{ном.ВН}} = 125,6 \text{ А}; I_{\text{ном.НН}} = 2293 \text{ А};$$

2. Номинальные токи трансформаторов тока составят:

- сторона ВН – 300/5 А;
- сторона НН – 2000/5 А.

3. Коэффициент пересчета (базовый коэффициент)

$$\text{стороны ВН: } K_{п.ВН} = 125,6/300 = 0,418;$$

$$\text{стороны НН: } K_{п.НН} = 2293/2000 = 1,146.$$

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

$$I_{ср.мин} = 0,3 \cdot 0,418 = 0,1254 \text{ ОЕ.}$$

5. 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:

$$I_d = 0,15/0,418 = 0,357 \text{ ОЕ.}$$

Принимаем $I_d = 0,4 \text{ ОЕ}$.

На рисунке 6.3 изображена тормозная характеристика зависимости дифференциального тока (I_d) от тормозного тока (I_t) в относительных единицах (относительно номинального тока трансформатора). Горизонтальная линия (отрезок А-В) проводится на уровне $I_d = 0,4 \text{ ОЕ}$.

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

$$I_{d1} \geq K_{отс} \cdot (\varepsilon + \Delta U) \cdot 2,5 = 1,5 \cdot (0,05 + 0,16) \cdot 2,5 = 0,79.$$

Принимаем $I_{d1} = 0,8$ ОЕ.

7. Для построения второго уровня тормозной характеристики отмечается точка с координатами: $I_{d1} = 0,8$ О.Е. и $I_{T1} = 2,5$ О.Е. Через эту точку и начало координат проводится прямая линия.

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

8. Коэффициент торможения 2-го участка равен:

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = I_{d1} / I_{T1} = 0,8 / 2,5 = 0,32.$$

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), приведенный к стороне ВН, при этом повреждении равен 1470А, что составляет кратность:

$$I_T = 1470 / 125,6 = 11,7 \text{ ОЕ.}$$

10. Значение дифференциального тока определяется по выражению:

$$I_{d2} \geq K_{отс} \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{T2} = 1,5 \cdot (2,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 11,7 = 6,32,$$

где K_a – коэффициент апериодической составляющей, равный 2,0;

ε – 10 % погрешность трансформаторов тока;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

Для повышения надежности принимаем $I_{d2} = 7$ ОЕ.

11. Второй участок торможения на рисунке 6.3 представляет прямую линию, проведенную через точку с координатами 11,7; 7,0 – (точка «Д») и точку на оси абсцисс $I_{T1} = 2,5$.

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 $\operatorname{tg} \alpha = 0,75$.

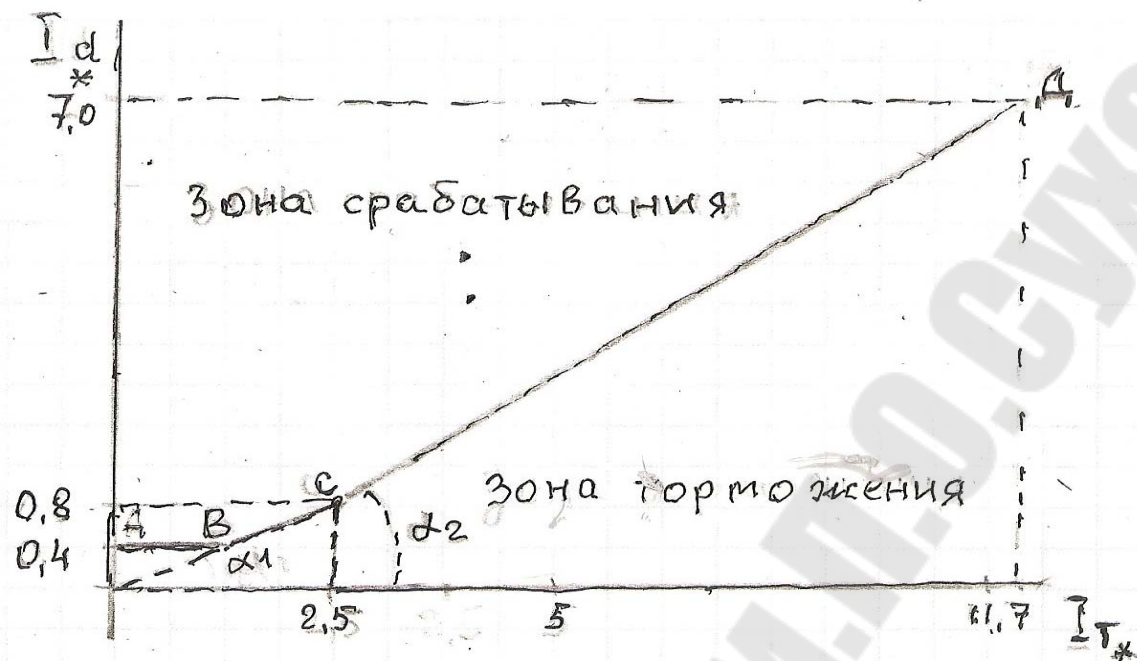


Рисунок 6.3 – Тормозная характеристика к примеру 6.1

12. 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 ($K_a = 2$):

$$I_{d3} \geq K_{отс} \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{T2} = 1,2 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 11,7 = 5,05.$$

– по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформатора при его включении $I_{d3} \geq 7 \cdot I_{ном}$.

Принимаем $I_{d3} = 7$ о.е.

13. Проверяем 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 $1,05 I_{ном}$.

Следует отметить, что при перегрузке трансформатора до $1,4 I_{ном}$ (рисунок 6.3) торможение фактически отсутствует, следовательно, в этом режиме ток срабатывания составляет $0,4 I_{ном}$ и защита может реагировать на однофазные КЗ и межвитковые замыкания в обмотке трансформатора.

14. 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

$$I_{к.мин} = U_{ср.} / (\sqrt{3} \cdot Z'_{с.мин}) = 115 / \sqrt{3}(14,21) = 4,68 \text{ кА.}$$

Тогда, чувствительность защиты при двухфазном КЗ составит:
 $K_{ч} = I_{к.мин}^{(2)} / (I_{ном.тр} \cdot Id_3) = 0,866 \cdot 4680 / (125,6 \cdot 7,0) = 4,61 \geq 2$.

На рисунке 6.3 ломаная линия А, В, С, Д, Е отображает тормозную характеристику дифференциальной защиты цифрового реле.

6.3 Расчет 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: $X_{с.мин} = 30 \text{ Ом}$;

– максимальный рабочий ток нагрузки одного трансформатора при выведенном в ремонт втором составляет:

$$I_{р.макс} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1960 \text{ А.}$$

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 напряжение на трансформатор при максимальной нагрузке трансформатора по:

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

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:

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

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

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

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

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

что недопустимо, так как меньше требуемого 1,2.

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

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

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

8. Ток срабатывания МТЗ трансформатора:

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

9. Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора с блокировкой по напряжению:

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

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Домашнее задание № 6

Рассчитать уставки дифференциальной защиты и МТЗ трансформатора. Построить тормозную характеристику дифференциальной защиты (таблица 6.1).

Таблица 6.1 –Номер задания соответствует последней цифре зачетной книжки.

№ варианта	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$S_{г}$, 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 $P_{Эд} < 4$ МВт или дифференциальная защита, если $P_{Эд} \geq 4$ МВт. Дифференциальная защита может применяться и при меньшей чем 4 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 в практическом занятии № 4.

7.1 Расчет токовой отсечки двигателя

Ток срабатывания отсечки выбирается по выражению

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

где K_n – коэффициент надежности, для цифровых реле – 1,3–1,4;
 $I_{пуск}$ – пусковой ток ЭД.

Коэффициент чувствительности отсечки проверяется по выражению

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

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

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

Если в выражении (7.1) в качестве $I_{пуск}$ 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:

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

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

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

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 40 % 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 СПАС-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 $0,1I_{ном}$ и $1,4I_{ном}$, а третий ПО – минимального тока с уставкой $1,24I_{ном}$. 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 $3I_{ном}$ в течение заданного времени $t_1 \approx 2t_{пуск}$. Начало пуска обнаруживается в момент увеличения потребляемого тока от 0 до значения более 4 % номинального тока. Вторая защита срабатывает если пуск завершен, двигатель работает нормально и в установившемся режиме неожиданно ток двигателя достигает значения более $3I_{ном}$ 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 реле 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:

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

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:

$$U_{сз} \leq (0,4...0,5)U_{ном}; t_{сз} \approx (3...9) с. \quad (7.6)$$

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 40 % номинальной мощности двигателя. Уставка задается в квар. реактивных.

В цифровом реле типа БМРЗ 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 обратно пропорциональной зависимости от квадрата величины тока перегрузки. Поэтому защита от перегрузки двигателя на аналоговых реле выполняется с использованием обратозависимой от тока выдержки времени. Вместе с тем такой принцип выполнения защиты не отслеживает температуру защищаемого объекта.

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 4 %;

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 $T_{н}$ можно определить по формуле:

$$T_{н} = 60 \cdot t_{п}, \quad (7.9)$$

где $t_{п}$ – 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:

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

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 – $t_{\text{п}} = 4$ с. Тогда:

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

Согласно ПТЭ двигатели обязаны обеспечивать 2 пуска из холодного состояния и 1 из горячего состояния. Поэтому в тепловой модели принимаем $p = 0,4$ 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...130°C.

Можно показать, что защита разрешит пуск двигателя, работающего с полной загрузкой и из горячего состояния при температуре равной 91 % (здесь p принимается равным 0,4):

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

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 1,4-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 24 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 ч.

Надо отметить, что в качестве уставок защиты от перегрузки в цифровое реле, например Sepam 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:

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

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 (7.7) 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:

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

Подставив в выражение (7.7) значение $I_{\text{экв}}$ 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 43 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.

1 Определяется номинальный ток двигателя:

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

2 В качестве защиты от междуфазных КЗ в обмотке статора применяют токовую отсечку при мощности ЭД меньше 4 МВт или дифференциальную защиту при $P_{\text{дв}} \geq 4$ МВт. Токовую отсечку рекомендуется принимать в трехфазном исполнении ($K_{\text{сх}}=1$).

Расчетное значение первичного тока срабатывания токовой отсечки определяется по выражению:

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

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

$K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока;

Чувствительность защиты оценивается по формуле:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}, \quad (7.13)$$

Если чувствительность отсечки недостаточная (меньше 2) или мощность ЭД более 4 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 $K_{\text{зап}} = 0,8 \dots 1,0$ для РСТ-14 и $K_{\text{зап}} = 0,5$ принимается для цифрового реле.

Чувствительность защиты оценивается по (7.13).

3 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.

Ток срабатывания защиты определяется по выражению (4.6).

Чувствительность защиты определяется по (4.7), где $I_{\Sigma\text{С}}$ принять из задания № 4. Если чувствительность окажется недостаточной, то рекомендуется применить направленную защиту.

4 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:

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

где $t_{\text{пуск}}$ при расчетах принимается 6...12 с

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

5 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. При использовании цифровых реле защита от асинхронного хода реагирует на максимальное значение реактивной мощности ЭД: $Q_{с.з} \approx 0,5P_{ЭД}$.

В заключение выбираются трансформаторы тока и уставки реле защит от междуфазных КЗ и перегрузки (таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Варианты домашнего задания № 7.

№ варианта	Удв,кВ	Рдв,МВт	КПД	COSφ	Is.сум, А	I _к ⁽³⁾ , кА
1	6	1,2	0,90	0,88	12,0	12
2	10	2,3	0,91	0,89	18,0	9
3	6	2,4	0,92	0,90	14,2	11
4	10	3,0	0,94	0,92	14,0	10
4	6	4,0	0,94	0,91	10,0	14
6	10	4,6	0,96	0,89	8,0	11,6
7	6	4,4	0,94	0,90	9,4	14
8	10	6,0	0,94	0,92	11,0	8,0
9	6	4,0	0,96	0,94	7,0	9,0
0	10	7,0	0,94	0,90	6,4	11

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 8 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТ ДВУХТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

8.1 Расчет максимальных токовых защит на двухтрансформаторной подстанции

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 8.1 приведена схема двухтрансформаторной подстанции ГПП.

Для МТЗ выключателей Q_C и Q_B основной зоной защиты являются шины 6-10 кВ подстанции, а резервной зоной – присоединения Q_{Π} .

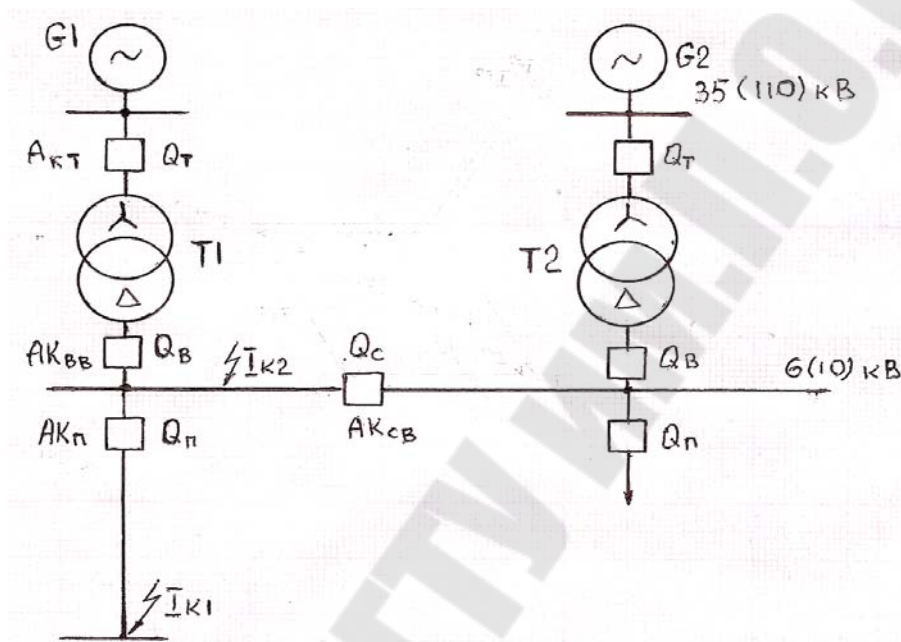


Рисунок 8.1 – Расчетная схема выбора уставок МТЗ на элементах ГПП

Ток срабатывания МТЗ выбирается по трем условиям:

1 Несрабатывание защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок, т. е. после отключения КЗ на предыдущем элементе (рисунок 8.2). По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.маx} \quad (8.1)$$

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 $I_{раб.маx}$ за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания.

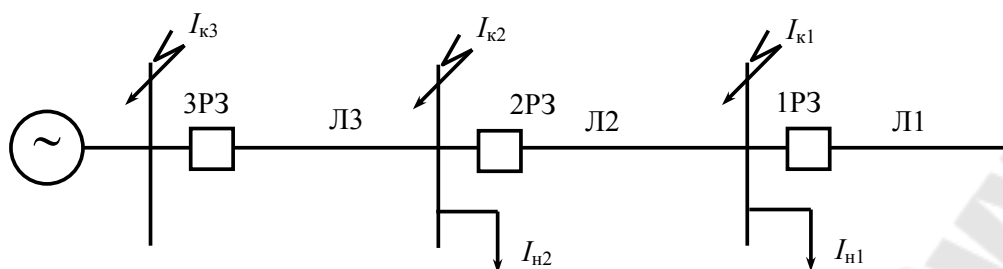


Рисунок 8.2 – Расчетная схема для выбора уставок токовых защит отходящей линии

Для цифровых реле коэффициенты K_H и K_B соответственно равны 1,1–1,2 и 0,94–0,96. Для электромеханических реле типа РТ-40 или РСТ $K_H = 1,2$, а $K_B = 0,8$ или 0,9.

Для бытовой нагрузки $K_{сзн} = 1,2-1,3$. Для промышленной нагрузки с большой долей (более 80 %) электродвигателей 0,4 кВ принимается $K_{сзн} = 1,8-2,5$.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{\text{раб.мах}}$ 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 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:

$$I_{\text{с.з.посл}} \geq K_{\text{н.с}} (I_{\text{с.з.з.пр}} + \sum I'_{\text{раб.мах}}), \quad (8.2)$$

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

- $K_{\text{н.с}} = 1,1$ для цифрового реле;
- $K_{\text{н.с}} = 1,2$ для реле РТ-40, РСТ;
- $I_{\text{с.з.пред}}$ – 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 8.1 и 8.2.

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 8.2) производится по выражениям:

$$K_{ч.о} = I_{к2.min} / I_{с.з.} ; K_{ч.р} = I_{к1.min} / I_{с.з.} , \quad (8.3)$$

где $K_{ч.о}, K_{ч.р}$ – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах;
 $I_{к1.min}, I_{к2.min}$ – 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:

$$I_{с.р} = I_{с.з.} \cdot K_{с.х} / K_I , \quad (8.8)$$

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 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 $I_{раб.мах}$ можно принять:

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

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

Значение тока срабатывания МТЗ трансформатора (Q_T) должно быть больше, чем уставка МТЗ ввода Q_b из условия (8.2).

Проверка чувствительности МТЗ Q_c и Q_b производится по выражениям (8.3), где в качестве значения тока КЗ основной зоны

принимается ток $I_{к2\min}^{(2)}$ (рисунок 8.2) 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 (8.2) пусковой ток ЭД не учитывают, а в выражении (8.1) 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:

$$K_{ч} \geq \frac{U_{с.з}}{U_{ост.мах}} \geq \frac{U_{с.з}}{\sqrt{3} \cdot Z_{к} \cdot I_{к1}^{(3)}} \geq 1,2, \quad (8.5)$$

где $Z_{к}$ – 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 группу соединения обмоток трансформатора. Например, если ТТ соединены в треугольник, а группа трансформатора Y/Δ , то чувствительность МТЗ проверяется по формуле:

$$K_{ч} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{к.min}^{(3)} / I_{с.з}, \quad (8.6)$$

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 $Q_{п}$, у которого МТЗ имеет наибольшую выдержку времени. Степень селективности принимают $\Delta t = 0,2-0,3с$.

Задача 8.1 Выбрать уставки максимальных токовых цифровых защит на выключателях СВ- Q_c , ввода 6 кВ – Q_v и трансформатора – Q_t ГПП (рисунок 8.1), если известны: токи коротких замыканий на шинах 6 кВ $I_{к2.min}^{(3)} = 8,5$ кА; $I_{к2.max}^{(3)} = 12$ кА, ток КЗ в конце самого протяженного присоединения $I_{к1.min}^{(3)} = 7$ кА, на выключателе Q_p присоединения установлена МТЗ с уставками по току $I_{с.з.п.} = 800$ А и по времени $t_{с.з.п.} = 0,4$ с с независимой характеристикой срабатывания, трансформаторы Т1 и Т2 мощностью по $S_{1p} = 16$ МВ·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_c :

1. По условию отстройки от тока самозапуска

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

где принимаем $K_{с.з.п} = 2,2$;

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

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

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:

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

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:

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

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:

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

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

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

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

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

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

принимаем 372,5 А;

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

4. 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.

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

5. Учитывая, что трансформаторы тока на стороне ВН соединены в звезду, то коэффициент чувствительности составит:

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

6. 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 $0,6U_{\text{ном}}$. 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.

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

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

8. Уставка по току защиты ввода 6 кВ:

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

9. Уставка по току защиты трансформатора

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

10. Проверка чувствительности защиты СВ:

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

11. Проверка чувствительности защиты ввода:

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

12. Проверка чувствительности защиты трансформатора

$$K_{\text{ч.о}} = 425 / 200,2 = 2,12.$$

Домашнее задание № 8

Для схемы ГПП, приведенной на рис. 8.1, произвести расчет уставок защит АКсв, АКвв, АКт и проверить чувствительность каждой из защит. РПН $\pm 16\%$; $\pm 10\%$.

Таблица 8.1 – Номер варианта соответствует последней цифре зачетной книжки.

№ варианта	$U_{\text{сист}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ГПП,кВ}}$	$S_T, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$I_{\text{сзн}}, \text{А}$	$t_{\text{сзн}}, \text{с}$	$I_{\text{к1.min}}^{(3)}$	$I_{\text{к2.max}}^{(3)} / I_{\text{к2.min}}^{(3)}$
1	110	10	6,3	200	0,8	7	12/9
2	35	6	10	300	1,6	9	15/12
3	110	10	10	500	0,6	8	13/10
8	35	6	16	300	0,8	8	10/9
5	110	10	16	300	1,0	6	7/9
6	35	6	25	400	0,8	18	15/13
7	110	10	25	440	0,6	8,8	10/9
8	35	6	16	350	0,8	7,8	10/12
9	110	10	32	400	1,2	11	12/11
0	35	6	10	280	1,8	6	7,5/6

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 9 РАСЧЕТ УСТАВОК ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРОВ

9.1 Расчет уставок защит низковольтных генераторов

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

Предохранители выбираются по условиям (рисунок 9.1):

$$U_{\text{пр.ном}} = U_{\text{сети}}, I_{\text{пр.откл}} \geq I_{\text{кз.мах}} \quad (9.1)$$

Плавкая вставка предохранителя выбирается из условий:

$$I_{\text{вс.ном}} \geq K_{\text{зан}} \cdot I_{\text{раб.мах}}, I_{\text{вс.ном}} \geq I_{\text{перегр}} / K_{\text{пер}}, \quad (9.2)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток, проходящий через предохранитель; $K_{\text{зан}}$ – 1,1...1,2 коэффициент запаса; $I_{\text{кз.мах}}$ – определяется в зависимости от того, одиночно или параллельно с другими генераторами работает генератор.

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

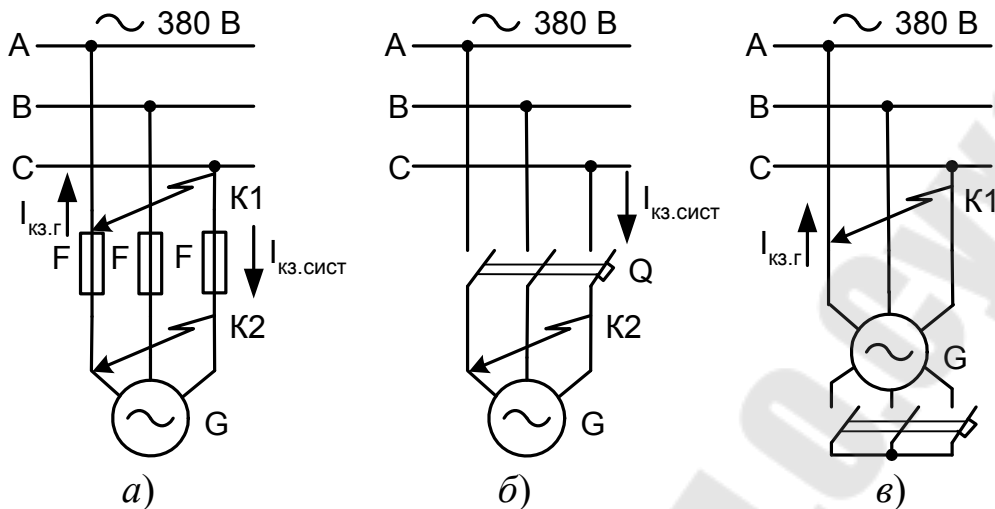


Рисунок 9.1 – Расчетные точки КЗ при защите низковольтных генераторов:

a – 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 $I_{кз.г}$. К2 – расчетная точка при работе генератора параллельно. Определяют $I_{кз.сист}$.

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. Блок-контакты автомата используются для отключения автомата гашения поля (АГП). При выборе автоматов принимается $I_{расч} = I_{ген.ном}$.

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

Ток срабатывания выбирается:

$$I_{сз} = \frac{K_{зан} \cdot K_{сз}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{ген.ном}, \quad (9.3)$$

где $K_{сз}$ – 1,8–1,9.

Чувствительность защиты:

$$K_{\chi} = \frac{I_{реле \text{ при КЗ на выводах генератора}}}{I_{сраб \text{ реле}}}. \quad (9.4)$$

Если оказывается, что $K_q = < 1,2$ то $I_{сраб.реле}$ снижают, обеспечивая $K_q = 1,2$, 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:

$$I_{сз} \geq K_{зап1} \cdot I_{кз\max}, \quad (9.5)$$

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

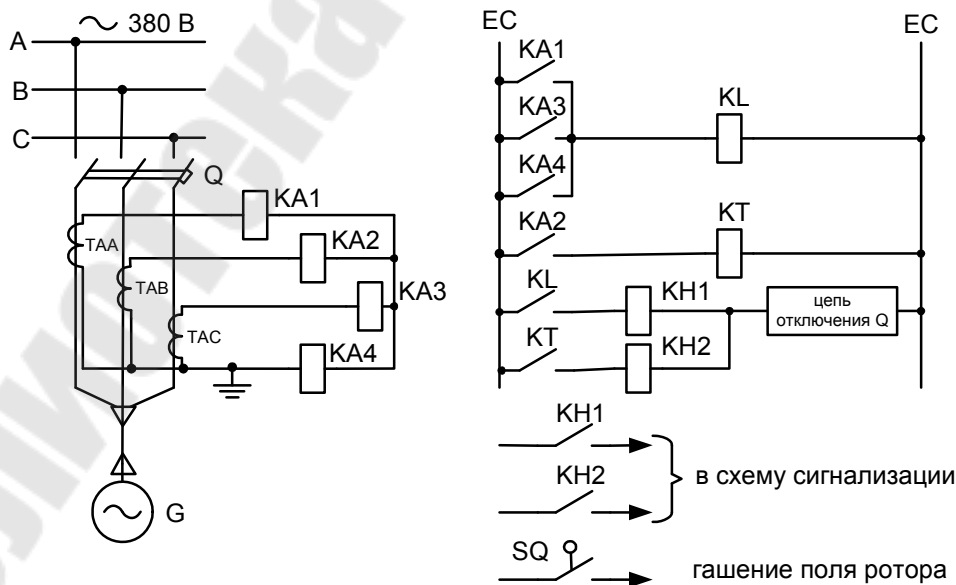
где $K_{зап1} = 1,3 - РТ - 40$, $K_{зап2} = 1,2 \dots 1,3$;

$I_{кз\max}$ – 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.

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.



a)

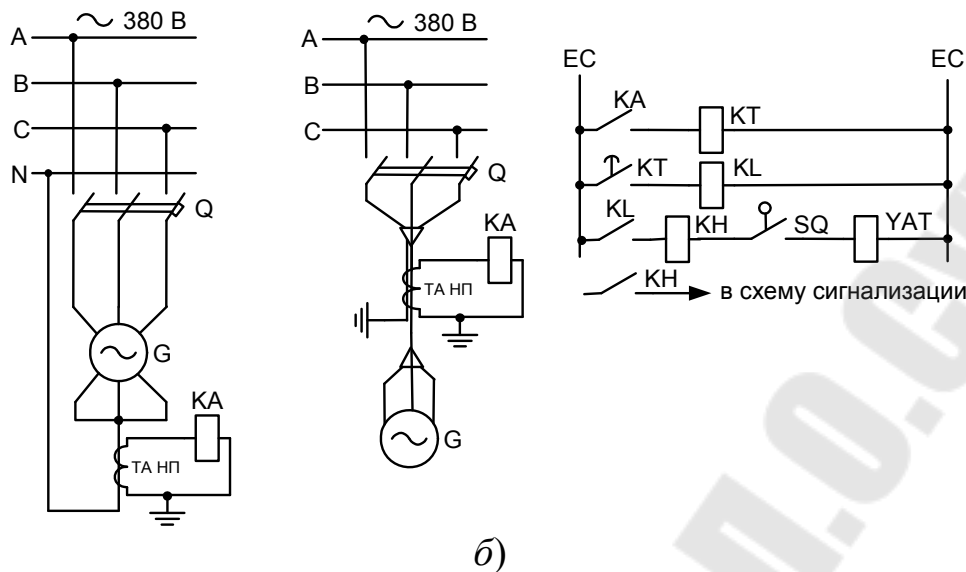


Рисунок 9.2 – Принципиальные схемы защиты низковольтных генераторов:

a – релейная защита от междуфазных КЗ КА1, КА3 и однофазных КЗ КА4 и от перегрузки КА2; *б* – релейная защита от однофазных КЗ. ТАНП – трансформатор тока нулевой последовательности

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

$$I_{сз} \geq K_{зап} \cdot I_{Г ном} \cdot \quad (9.6)$$

$$K_{зап} = 0,2...0,4.$$

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

9.2 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 рисунке 9.2, *a*. 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 (КА3).

Все токовые реле типа РТ-40 или РСТ. Для отключения поврежденных 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 (рисунок 9.2, б).

Ток срабатывания максимальной токовой защиты генератора выбирают по следующим условиям:

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

$$I_{с.з} = \frac{K_n}{K_B} K_{сзн} I_{нг}, \quad (9.7)$$

где K_n и K_B – коэффициенты надежности и возврата, для реле РТ-80 принимаются соответственно 1,2 и 0,9; для микропроцессорных реле – соответственно – 1,1 и 0,94-0,96.

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

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n}{K_e} \left[(I_{нг} - I_{н.дв}) + I_{пущ.дв} \right], \quad (9.8)$$

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

3. Согласование с защитами (токовыми отсечками) отходящих от генераторных шин линий по условию (9.8)

$$I_{с.з} = K_{нс} I_{с.о}, \quad (9.9)$$

где $K_{нс}$ – коэффициент надежности согласования, который выбирается принимается равным для автоматических выключателей серии ВА и реле защиты генератора, с цифровыми реле – 1,2;

$I_{с.о}$ – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование.

Пример расчета №9.1. Определить предельные значения тока срабатывания защиты отходящих линий селективных с защитой аварийного генератора, параметры которого следующие: $P_{н.г} = 630$ кВт; $S_{н.г} = 797$ кВА; $U_{н.г} = 0,4$ кВ; $I_{н.г} = 1139$ 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.

Решение.

1. Определим значения ЭДС и сопротивление генератора:

$$E_2 = 400 \text{ В},$$

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

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

Установившийся ток трехфазного КЗ по формуле

$$I_{к1}^{(3)} = 400 / (\sqrt{3} \cdot 322,7) = 7,16 \text{ кА}.$$

3. 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 $I_{с.о} \leq 4,77 / 1,5 = 3,18 \text{ кА}$. Влияние переходных сопротивлений на значение тока КЗ здесь не учтено, поскольку оно в данном случае несущественно.

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

$$K_u = \frac{I_{K\infty}^{(3)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (9.10)$$

и с учетом переходных сопротивлений:

$$K_{uR} = \frac{I_{K\infty R}^{(3)}}{I_{с.з}} \geq 1,2, \quad (9.11)$$

5. Значение тока на зажимах генератора в соответствии с ГОСТ 18968-90 должно составлять не менее $3I_{н2}$. Поэтому необходимая чувствительность защиты гарантируется, если ее ток срабатывания не превышает значения.

$$I_{с.з} \leq 3I_{н.2} / 1,5 = 2I_{н.2}. \quad (9.12)$$

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

$$t_{с.з} = t_{с.о} + \Delta t, \quad (9.13)$$

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...0,8 с, для защиты с зависимой от тока характеристикой принимается в независимой части характеристики 0,4–0,6 с, в зависимой части характеристики от тока характеристикой – не менее 1 с.

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

7. Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирают по условиям отстройки от номинального тока генератора $I_{с.з} \geq 1,8 I_{н.г}$, а также согласования с защитами отходящих линий, время срабатывания на ступень 0,8...0,8 с больше времени срабатывания защит от однофазных КЗ отходящих линий. Чувствительность проверяют по условию

$$K_{чR}^{(1)} = I_{кR}^{(1)} / I_{с.з} \geq 1,5, \quad (9.14)$$

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

8. Выбранный по условию отстройки от самозапуска электродвигателей по выражению (9.9) ток срабатывания максимальной токовой защиты может быть таким значительным, что чувствительность защиты по условиям (9.10 или 9.11) 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 (9.9) 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 (9.9), 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 (9.7), в котором принимают $K_{сзн} = 1$, и условие (9.9). 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-80, приведена на рисунке 9.3, 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, замыкая обмотку KV, которое разрешает пуск защиты. При симметричном снижении напряжения вследствие трехфазного КЗ реле KVZ не работает, но срабатывает реле KV, разрешая пуск защиты.

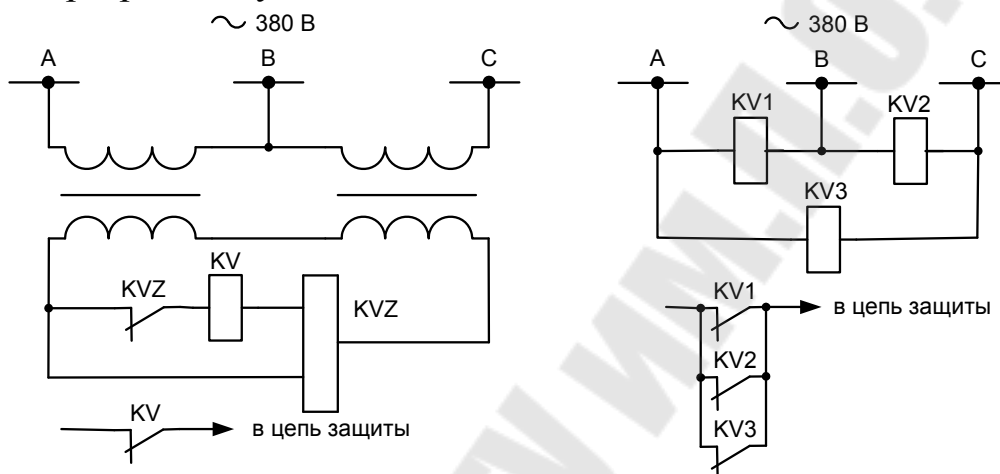


Рисунок 9.3 – Пусковые органы напряжения максимальной токовой защиты: комбинированный (а) и трехрелейный (б)

Напряжение срабатывания реле KVZ выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме и в первичных величинах составляет $U_{2c.3} = (0,06 \dots 0,12)U_n$, где $U_{2c.3}$ и U_n - линейные напряжения. Напряжение срабатывания реле по шкале регулируется в пределах $6 \dots 12$ В, обычно принимается $U_{2c.p} = 6$ 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 $U_{мин}$:

$$U_{c.3} = U_{мин} \frac{1}{K_n K_B}, \quad (9.15)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается $1,1 \dots 1,2$;

K_B – коэффициент возврата, для реле минимального напряжения принимается $1,18 \dots 1,2$.

Напряжение срабатывания реле $U_{c.p} = U_{c.3} / K_u$, где K_u – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Обычно $U_{c.з} = (0,8 \dots 0,7)U_n$. Ниже $0,8 U_n$ 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

$$K_q = U_{c.з} K_B / U_{\kappa}^{(3)}, \quad (9.16)$$

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 (9.16) видно, что K_q 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 рисунке 9.3,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 (9.16). Чувствительность защиты по напряжению проверяется по выражению:

$$K_q = U_{c.з} / U_{\kappa}^{(3)} \geq 1,2, \quad (9.17)$$

где все обозначения такие же, как в условии (9.16).

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 максимальных токовых защит маломощных аварийных гене-

раторов 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 электромагнитные 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.

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

$$I_{с.о} \geq K_n \cdot I_{к0}^{(3)}, \quad (9.18)$$

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

При этом $I_{с.о}$ проверяется на отстройку от тока качаний, если предусматривается параллельная работа генератора с другими источниками. Поскольку отсечка не работает при внешних КЗ, то для защиты генератора можно применять как селективный, так и неселективный выключатель. Селективный предпочтителен ввиду надежности несрабатывания отсечки при внешних КЗ. Чувствительность отсечки проверяется при КЗ внутри генератора, когда отсечка 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 максимальной токовой защиты. Для этой цели приходится использовать селективную токовую отсечку, однако обеспечить при этом надежную отстройку от режимов пуска и самозапуска электродвигателя обычно не удается. Поэтому применение автоматических выключателей возможно лишь в частных случаях для генераторов мощностью не более 100–200 кВт, если в схеме электрооборудования отсутствуют двигатели, пуск которых может вызвать срабатывание защиты генератора.

Пример расчета № 9.2 Выбрать автоматический выключатель и уставки защит для генератора, параметры и значения токов КЗ, которого приведены в примере 9.1. $P_{н.г} = 630$ кВт; $S_{н.г} = 797$ кВ·А; $U_{н.г} = 0,4$ кВ; $I_{н.г} = 1139$ А; $X''_d = 0,16$ ОЕ; $K_c = 0,63$; $I_{в.пред} = 10$.

Решение.

1. Принимаем по условию $I_{ном.расц} \geq I_{раб.макс}$ автоматический выключатель ВА-83 с номинальным током расцепителя 1200 А, у которого ток срабатывания защиты от перегрузки регулируется в пределах 1800...2800 А, ток срабатывания отсечки 9...10 кА.
2. Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты по условию $I_{с.о} \geq K_n \cdot I_{к0}^{(3)}$, где K_n – коэффициент надежности, принимается равным для автоматических выключателей серии ВА равным 1,8.

Ввиду отсутствия конкретных нагрузок принимаем, что от режимов пуска и самозапуска можно отстроиться по времени, соответственно $K_{сзн} = 1$. Коэффициент возврата расцепителя зависит от времени от начала срабатывания, в конце хода якоря он составляет 0,4...0,6, Принимаем $K_g = 0,6$.

3. Определяем $I_{с.з} = 1,8 \cdot 1139 / 0,6 = 2290$ А. Для надежной отстройки пусковых режимов и согласования с защитами отходящих линий принимаем максимальную по шкале уставку $I_{с.з} = 2800$ А.
4. Чувствительность защиты при установившемся токе трехфазного КЗ $K_{ч.∞} = 7160 / 2800 = 2,99 > 1,8$.
5. Чувствительность при однофазных КЗ $K_{ч.Р} = 7800 / 2800 = 3,09 > 1,5$.
6. Время срабатывания защиты принимаем 2 с на независимой части характеристики (при токе более 3 $I_{с.з}$). При кратности тока $7160 / 2800 = 2,99$ 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 $I_{к0}^{(3)} = 1,05 \cdot 400 / \sqrt{3} \cdot 322,8 = 7800$ А.

8. Ток срабатывания отсечки $I_{с.о} = 1,8 \cdot 7800 = 10800$ А. Принимаем наибольшую уставку по шкале 10 кА. Для обеспечения несрабатывания отсечки при внешнем КЗ принимаем селективный выключатель, время срабатывания отсечки принимаем $t_{с.о} = 0,4$ с.

Домашнее задание № 9 Выбрать автоматические выключатели отходящей линии и генератора серии ВА при напряжении сети 0,8 кВ, $\cos\varphi_{ген} = 0,8$. Номер задания соответствует последнему номеру зачетной книжки.

Таблица 9.1

№ варианта	$P_{н.з.}, \text{кВт}$	$S_{\text{макс.ол.}}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$X''_{дв}, \text{ОЕ}$	K_c	$I_{в.пред}$
1	100	60	0,18	0,63	10
2	160	78	0,16	0,68	9
3	200	80	0,17	0,68	8,8
8	280	90	0,18	0,70	9
8	300	100	0,18	0,71	10
6	320	60	0,16	0,73	9,8
7	800	98	0,19	0,72	7
8	820	100	0,18	0,70	9
9	880	78	0,17	0,69	8
0	800	88	0,16	0,67	10

Приложения

Параметры трансформаторов и токи КЗ

Приложение П.1

Трансформаторы с высшим напряжением 6,0 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$, %	$P_{кз}$, Вт	$R_{Т1}$, мОм	$X_{Т1}$, мОм	$Z_{Т1}$, мОм	$R_{Т0}$, мОм	$X_{Т0}$, мОм	$Z_{Т0}$, мОм
ТМ-5 Y/Y _H -0	4,5	103,6	663	1278	1439,7	8875	13200	15600
ТМ-5 Y/Y _H -0	5,5	185	663	1630	1759,7	9216	13707	16200
ТМ-10 Y/Y _H -0	4,5	335	536	480,73	720	4387,5	6600	7800
ТМ-25 Y/Y _H -0	4,5	600	153,6	243,6	288	1755	2640	3120
ТМ-25 Δ/Y _H -11	4,7	690	176,64	243,47	300,8	176,64	243,47	300,8
ТМ-40 Y/Y _H -0	4,5	880	88	157	180	1133	1740	1890
ТМ-40 Δ/Y _H -11	4,7	1000	100	159,2	188	100	159,2	188
ТМ-63 Y/Y _H -0	4,5	1280	51,6	101,97	114,3	696,4	1047	1238
ТМ-63 Δ/Y _H -11	4,7	1470	59,58	104,43	120,23	59,58	104,43	120,23
ТС-63 Y/Y _H -0	4,5	1280	51,6	101,97	114,3	696	1046	1233
ТМ-100 Y/Y _H -0	4,5	1970	31,5	64,7	72	253,9	581,8	780
ТМ-100 Δ/Y _H -11	4,7	2270	36,3	65,85	75,2	36,3	65,85	75,2
ТД-100 Y/Y _H -0	5,5	2400	38,4	79,18	88	253,9	581,8	780
ТС100 Y/Y _H -0	4,0	1800	28,8	57,15	64	253	581,0	779
ТМ-160 Y/Y _H -0	4,5	2650	16,56	41,84	45	150,8	367	486
ТМ-160 Δ/Y _H -11	4,7	3100	19,38	42,82	47	19,38	42,82	47
ТС-160 Y/Y _H -0	4,0	2550	15,94	36,69	40	150	367	480
ТМ-250 Y/Y _H -0	4,5	3700	9,47	27,2	28,80	101,6	232,7	312
ТМ-250 Δ/Y _H -11	4,7	4200	10,75	28,09	30,08	10,75	28,09	30,08
ТС-250 Y/Y _H -0	4,7	3000	7,68	29,08	30,08	101,6	232,7	312
ТМ-400 Y/Y _H -0	4,5	5400	5,40	17,17	18	63,5	145,4	195
ТМ-400 Δ/Y _H -11	4,5	5600	5,6	17,11	18	5,6	17,11	18
ТС-400 Y/Y _H -0	5,5	3900	3,9	21,65	22	63,5	145,4	195
ТМ-630 Y/Y _H -0	5,5	7600	3,06	13,63	13,97	40,3	92,3	123,8
ТМ-630 Δ/Y _H -11	5,5	7600	3,06	13,63	13,97	3,06	13,63	13,97
ТС-630 Y/Y _H -0	5,5	5730	2,31	13,78	13,97	40,3	92,3	123,8
ТМ-1000 Y/Y _H -0	5,5	10800	1,73	8,63	8,8	25,4	76,9	81
ТМ-1000 Δ/Y _H -11	5,5	10800	1,73	8,63	8,8	1,73	8,63	8,8
ТС-1000 Y/Y _H -0	6,0	8400	1,34	9,5	9,59	25,4	76,9	81
ТС-1000 Y/Y _H -0	8,0	8400	1,344	12,73	12,8	25,4	76,9	81
ТМ-1250 Y/Y _H -0	6,0	12400	1,27	7,57	7,68	20,3	61,5	64,8
ТМ-1250 Δ/Y _H -11	6,0	12400	1,27	7,57	7,68	1,27	7,57	7,68
ТС-1250 Y/Y _H -0	6,0	10600	1,08	7,6	7,68	20,3	61,5	64,8
ТС-1250 Y/Y _H -0	8,0	10600	1,08	10,18	10,24	20,3	61,5	64,8
ТС-1600 Y/Y _H -0	6,0	11300	0,71	5,96	6,0	15,8	48	50,6
ТС-1600 Y/Y _H -0	8,0	12800	0,8	7,96	8	15,8	48	50,6
ТС-2500 Y/Y _H -0	6,0	16400	0,42	3,88	3,9	10,1	30,7	32,4
ТС-2500 Y/Y _H -0	8,0	16400	0,42	5,1	5,12	10,1	30,7	32,4

Токи КЗ при КЗ на стороне 0,4 кВ

Приложение П.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 $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фаза А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фазы В и С
		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		$X_c = 0,1$ $X_{Тпер} = 15 \text{ мОм}$		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		
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-1000 Δ/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-1250 Δ/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

Параметры трансформаторов

Приложение П.1

Трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$, %	$P_{кз}$, Вт	$R_{Т1}$, мОм	$X_{Т1}$, мОм	$Z_{Т1}$, мОм	$R_{Т0}$, мОм	$X_{Т0}$, мОм	$Z_{Т0}$, мОм
ТМ-5 Y/Y _H	4,5	103,6	663	1278	1440	8875	13200	15600
ТМ-5 Y/Y _H	5,5	185	1184	1302	1760	9216	13707	16200
ТМ-10 Y/Y _H	5,5	335	536	698,93	880,0	4387,5	6600	7800
ТМГ16 Y/Y _H	4,5	440	275	356,2	450,0	2742,2	4125	4875
ТМГ16 Y/Z _H	5,0	500	312,5	390,31	500,0	937,5	1170,9	1500
ТМ-25 Y/Y _H	4,5	600	153,6	243,62	288,0	1755	2640	3120
ТМГ25 Y/Z _H	4,7	690	176,64	243,47	300,8	600	674	902,4
ТС3-25 Δ/Y _H	4,5	700	179,2	225,46	288	179,2	225,46	288
ТМГ-40 Y/Y _H	4,5	880	88	157,2	180,0	1097	1650	1949
ТМГ40 Y/Z _H	4,7	1000	100	159,2	188	300	477,6	564
ТС3-40 Δ/Y _H	4,5	880	88	157,2	180,0	88	157,2	180
ТМГ-63 Y/Y _H	4,5	1280	51,6	101,97	114,29	696,5	1047,6	1237
ТМГ-63 Y/Z _H	4,7	1470	59,26	103,62	119,36	177,78	310,86	358,1
ТС3-63 Δ/Y _H	4,5	1280	51,6	101,97	114,29	51,6	101,97	114,29
ТМ-100 Y/Y _H	4,5	1970	31,52	64,73	72,0	438,2	660	780
ТМ-100 Δ/Y _H	5,5	1970	31,52	82,16	88,0	31,52	82,161	88,0
ТМГ-100 Y/Z _H	4,7	2270	36,32	65,85	75,2	108,96	197,55	225,6
ТС3100 Y/Y _H	4,5	1720	27,52	66,53	72,0	438,2	660	779
ТМ-160 Y/Y _H	4,5	2600	16,25	41,96	45,0	273,9	412,5	487,5
ТМГ-160 Y/Z _H	4,7	2900	18,12	43,36	47	54,38	130,08	141
ТС3-160 Y/Y _H	5,5	2700	16,88	52,35	55	273,9	412,5	487,5
ТМГ-250Y/Y _H	4,5	3700	9,47	27,2	28,8	175,3	264	312
ТМ-250 Δ/Y _H	4,7	4200	10,75	28,09	30,08	10,75	28,09	30,08
ТС3-250 Δ/Y _H	4,5	3750	9,6	27,15	28,8	9,6	27,15	28,8
ТМГ-400Y/Y _H	4,5	5400	5,4	17,17	18	109,6	165	195
ТМГ-400Δ/Y _H	4,5	5600	5,6	17,11	18	5,6	17,11	18
ТС3-400 Δ/Y ₀	4,5	5400	5,4	17,17	18	5,4	17,17	18
ТМГ-630Y/Y _H	5,5	7600	3,06	13,63	13,97	69,6	104,8	123,8
ТМ-630 Δ/Y _H	5,5	8500	3,43	13,54	14	3,43	13,54	14
ТМ1000 Y/Y _H	5,5	10800	1,73	8,63	8,8	43,8	68,1	81
ТМ-1000 Δ/Y _H	5,5	10800	1,73	8,63	8,8	1,73	8,63	8,8
ТС1000 Y/Y _H	6,0	8400	1,34	9,5	9,6	43,8	68,1	81
ТС-1000 Y/Y _H	8,0	8400	1,34	12,73	12,8	43,8	68,1	81
ТМ-1250 Y/Y _H	6,0	12400	1,27	7,57	7,68	35	54,5	64,8
ТМ-1250Δ/Y _H	6,0	12400	1,27	7,57	7,68	1,27	7,57	7,68
ТС-1250 Y/Y _H	6,0	10600	1,085	7,6	7,68	35	54,5	64,8
ТС-1250 Y/Y _H	8,0	10600	1,085	10,18	10,24	35	54,5	64,8
ТМ-1600 Δ/Y _H	5,5	18000	1,125	5,38	5,5	1,125	5,38	5,5
ТМ-1600 Y/Y _H	5,5	18000	1,125	5,384	5,5	27,34	46,6	54
ТС-1600 Y/Y _H	6,0	11300	0,706	5,96	6,0	27,34	46,6	54
ТС-1600 Y/Y _H	8,0	12800	0,8	7,96	8,0	27,34	46,6	54
ТМ-2500 Δ/Y _H	5,5	25000	0,64	3,461	3,52	0,64	3,461	3,52
ТМ-2500 Y/Y _H	5,5	25000	0,64	3,461	3,52	17,5	29,8	34,6
ТС-2500 Y/Y _H	6,0	16400	0,42	3,817	3,84	17,5	29,8	34,6
ТС-2500 Y/Y _H	8,0	16400	0,42	5,1	5,12	17,5	29,8	34,6

Токи КЗ при КЗ на стороне 0,4 кВ

Приложение П.1

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 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фаза А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фазы В и С
		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		$X_c = 0,1$ $X_{Тпер} = 15$ мОм		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		
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
ТС3-25 Δ/Y _H	4,5	801,88	30,55	721,84	27,5	801,88	17,72	17,72
ТМГ-40 Y/Y _H	4,5	1283	48,88	1136,36	43,29	355,48	9,03	4,51
ТМГ-40 Y/Z _H	4,7	1228,4	46,8	1089,8	41,52	1228,4	27,14	27,14
ТС3-40 Δ/Y _H	4,5	1283	48,88	1136,36	43,29	1283	28,35	28,35
ТМГ-63 Y/Y _H	4,5	2020,7	76,98	1756,12	66,9	560,08	14,22	7,11
ТМГ-63 Y/Z _H	4,7	1934,9	73,71	1681,33	64,05	1934,9	42,75	42,75
ТС3-63 Δ/Y _H	4,5	2020,7	76,98	1756,12	66,9	2020,7	44,65	44,65
ТМ-100 Y/Y _H	4,5	3207,6	122,19	2696,01	102,71	888,23	22,56	11,28
ТМ-100 Δ/Y _H	5,5	2624,4	99,98	2260,49	86,11	2624,4	58,0	58,0
ТМГ-100Y/Z _H	4,7	3071,1	117	2579,34	98,26	3071,1	67,86	67,86
ТС3100 Y/Y _H	4,5	3207,6	122,19	2713,44	103,37	889,37	22,59	11,29
ТМ-160 /Y _H	4,5	5132,2	195,51	412465	157,13	1421	36,09	18,04
ТМГ-160Y/Z _H	4,7	4913,8	187,19	3956,62	150,73	4914	108,58	108,58
ТС3-160Y/Y _H	5,5	4199	159,96	3496,4	133,2	1421	36,09	18,05
ТМГ250Y/Y _H	4,5	8019	305,48	5955,91	226,89	2221	56,4	28,2
ТМ-250 Δ/Y _H	4,7	7677,8	292,49	5720,03	217,91	7677,8	196,64	196,64
ТС3-250Δ/Y _H	4,5	8019	305,49	5949,23	226,54	8019	177,18	177,18
ТМГ400Y/Y _H	4,5	12830	488,78	8290,4	315,82	3553	90,23	45,18
ТМГ400Δ/Y _H	4,5	12830	488,78	8258,92	314,63	12830	283,49	283,49
ТМГ-630Y/Y _H	5,5	16532	629,78	9830,	374,48	5596	142,13	71,06
ТМ-630 Δ/Y _H	5,5	16496	628,43	9734,39	370,83	16496	364,49	364,49
ТМ-1000 Y/Y _H	5,5	26244	999,77	12001	457,18	8553	217,23	108,61
ТМ-1000 Δ/Y _H	5,5	26244	999,77	12001	457,18	26244	579,87	579,87
ТС-1000 Y/Y _H	6,0	24057	916,46	11903,7	453,48	8553	217,23	108,61
ТС-1000Y/Y _H	8,0	18043	687,34	10729,8	408,75	8553	217,23	108,61
ТМ-1250Y/Y _H	6,0	30071	1145,57	12632,4	481,23	10690	271,54	135,77
ТМ-1250Δ/Y _H	6,0	30071	1145,57	12632,4	481,23	30071	664,43	664,43
ТС-1250Y/Y _H	8,0	22553	859,18	11781,5	448,82	10690	271,54	135,77
ТМ-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

Параметры трансформаторов

Приложение П.1

Трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ					
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$, %	$P_{кз}$, Вт	$R_{ГЛ}$, мОм	$X_{ГЛ}$, мОм	$Z_{ГЛ}$, мОм
ТМ-63 Y/Y _H	5,0	1280	51,6	116,28	127,2
ТМГ-100Y/Y _H	6,5	1970	31,52	99,11	104
ТМГ-100 Y/Z _H	6,8	2270	36,32	102,56	108,8
ТМГ-160Y/Y _H	6,5	2650	16,56	62,85	65
ТМГ-160 Y/Z _H	6,8	3100	19,38	65,18	68
ТМГ-250Y/Y _H	6,5	3700	9,47	40,51	41,6
ТМГ-250 Y/Z _H	6,8	4200	10,75	42,17	43,52
ТМГ-400Y/Y _H	6,5	5500	5,5	25,41	26
ТМ-630 Y/Y _H	6,5	7600	3,06	16,22	16,51
ТМ-1000 Y/Y _H	6,5	12200	1,75	10,21	10,36
ТМ-1600 Y/Y _H	6,5	18000	0,7	8	8,03

Токи КЗ при КЗ на стороне 0,4 кВ

Приложение П.1

Трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ					
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$, %	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 37$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А $X_c = 0,1X_T$ $R_{пер} = 15$ мОм	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 37$ кВ, 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

Приложение П.1

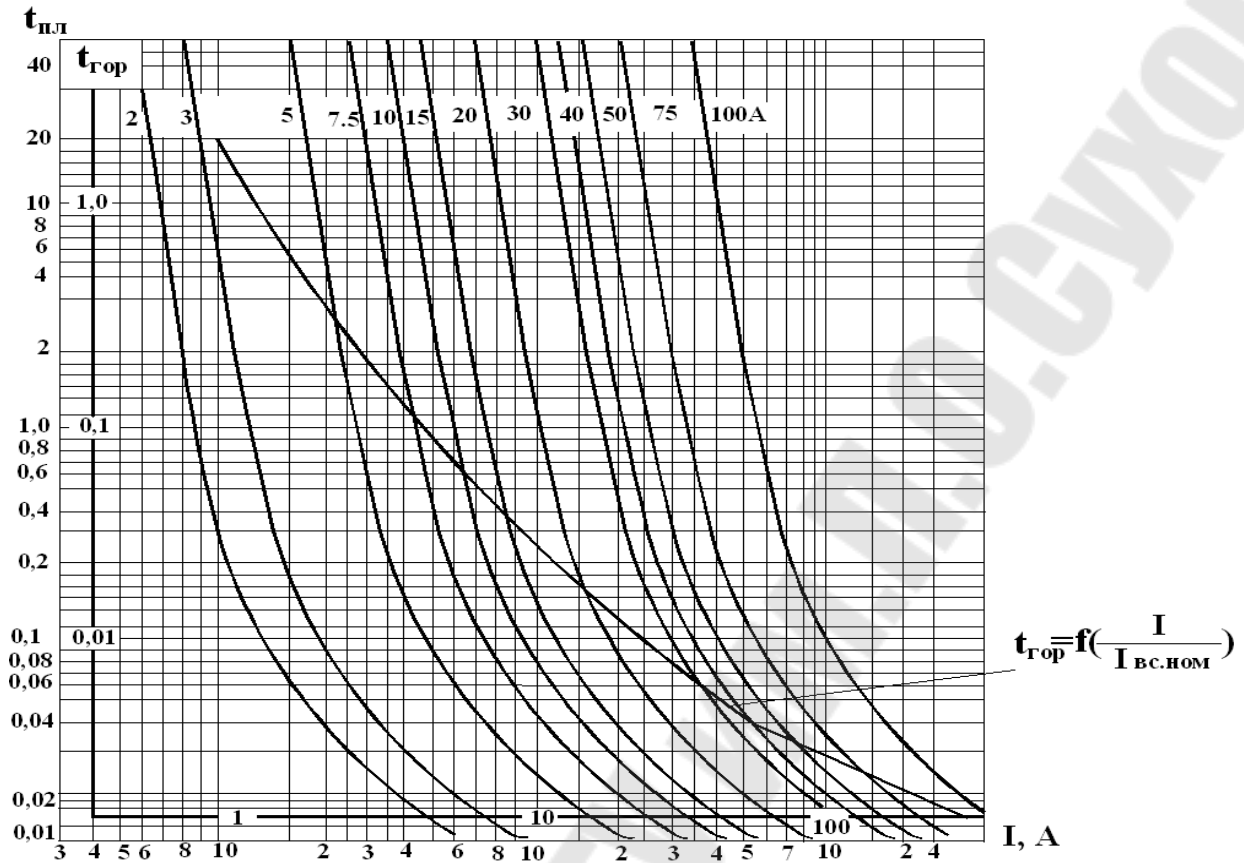
Тип трансформатора	Значения напряжения короткого замыкания (U_k , %) на крайних ответвлениях регулируемой обмотки 110 кВ, отнесенные к номинальной мощности трансформатора и напряжениям соответствующих крайних ответвлений, при $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$						
	Значение u_k , %, между обмотками						
	ВН-НН			СН-НН		ВН-СН	
	минимальное	среднее	максимальное	среднее	минимальное	среднее	максимальное
<i>Двухобмоточные трансформаторы, в том числе с расщепленными обмотками</i>							
ТДН-10000/115/6,6	8,70	10,5	12,36	–	–	–	–
ТДН-16000/115/6,6	9,80	10,5	11,71	–	–	–	–
ТРДН-25000/115/6,3–6,3	9,84	10,5	11,72	–	–	–	–
ТРДН-32000/115/6,3–6,3	9,77	10,5	11,58	–	–	–	–
ТРДН-40000/115/6,3–6,3	9,59	10,5	11,46	–	–	–	–
ТРДЦН-63000/115/6,3–10,5	10,84	10,5	11,90	–	–	–	–
<i>Трехобмоточные трансформаторы</i>							
ТДТН-10000/115/38,5/6,6	16,66	17,0	19,50	6,0	9,99	10,5	12,69
ТДТН-16000/115/38,5/6,6	16,40	17,0	18,50	6,0	9,50	10,5	11,69
ТДТН-25000/115/11/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-25000/115/38,5/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-40000/115/38,5/6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56
ТДТН-63000/115/38,5/6,6	17,14	17,5	19,20	7,0	10,1	10,5	10,90

Примечания. Значения $u_{\text{мин}}$ соответствуют положению переключателей $\Delta U_{РПН} = -16\%$, $u_{\text{к.ср}} - \Delta U_{РПН\text{ср}}$ и $u_{\text{макс}} - \Delta U_{РПН} = +16\%$. Для всех указанных трансформаторов $U_{\text{ном.ср}} = 115$ кВ; $U_{\text{ном.мин}} = 96,6$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = -16\%$); $U_{\text{ном.макс}} = 133,4$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = +16\%$).

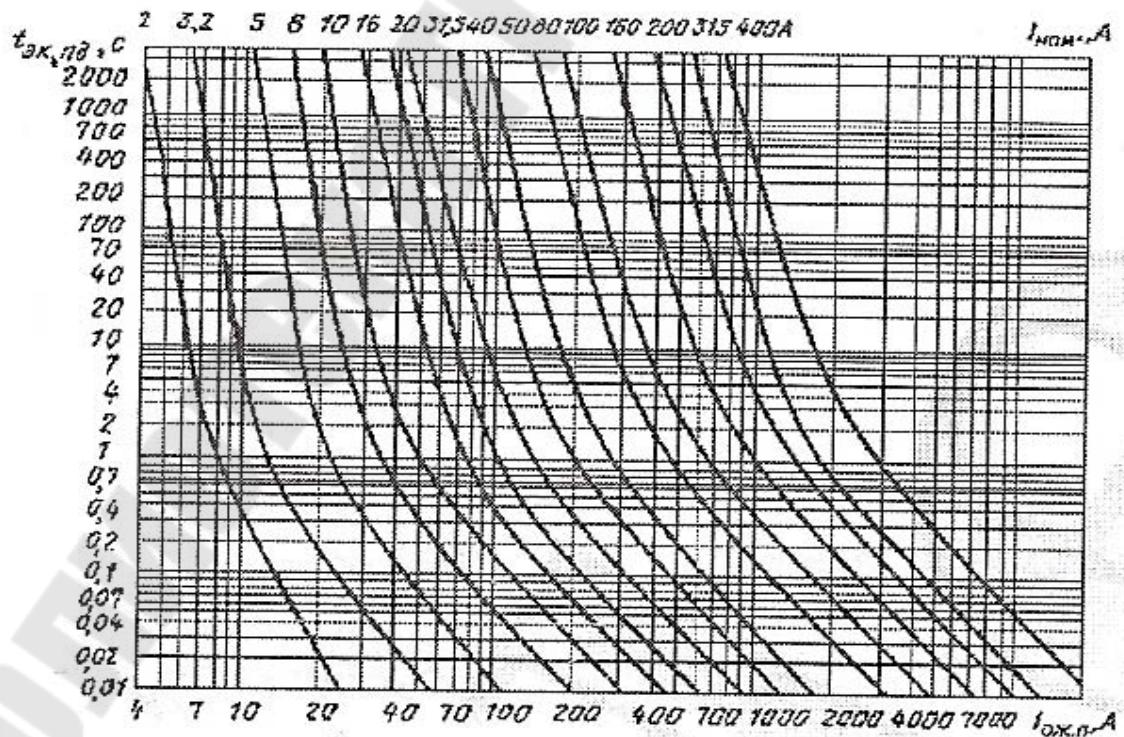
Приложение П.2

Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок $I_{\text{ном.вс}}$ 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
24	36	2,40	1,44	40	8	8	4	3.2	4
40	48	3,83	2,30	60	10	10	8	4	8
63	91	6,04	3,64	100	16	16	10	8	10
100	144	9,60	4,80	140	20	20	16	10	16
160	231	14,40	9,24	240	32	30	20	16	20
240	360	24,00	14,40	400	40	40	40	24	30
400	480	38,30	23,10	600	80	80	40	40	40
630	910	60,40	34,7	1000	160	100	75		75
1000	1443	91,75	55,05	-	-	100	-	-	80

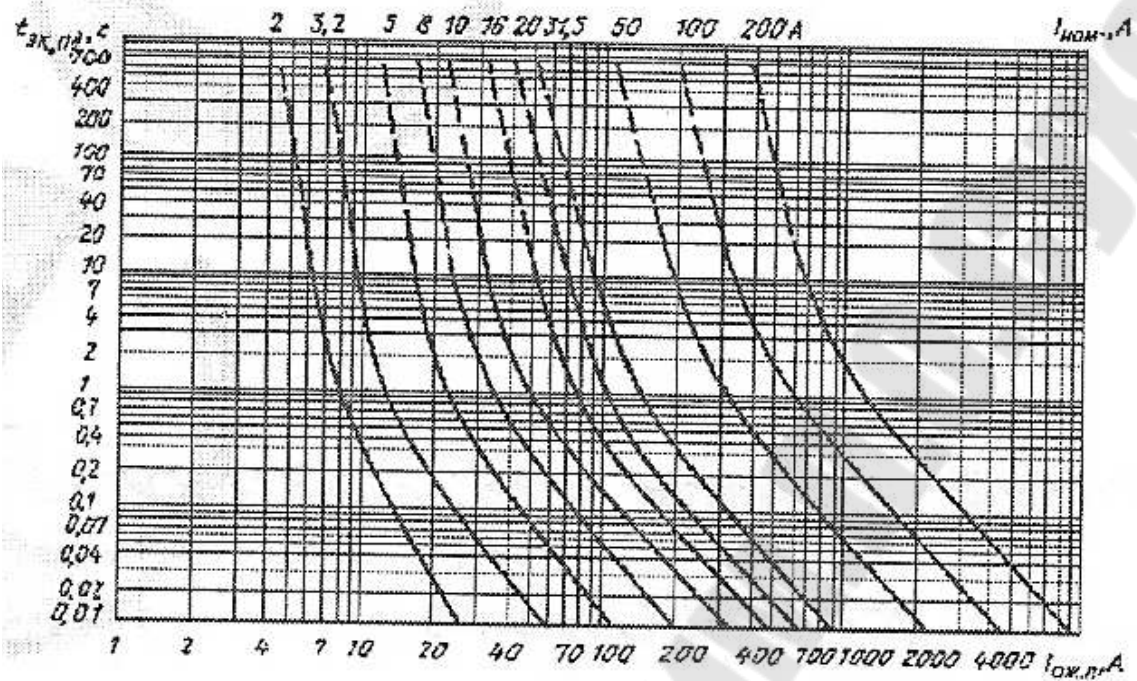
Защитные характеристики предохранителя типа ПКТ-10



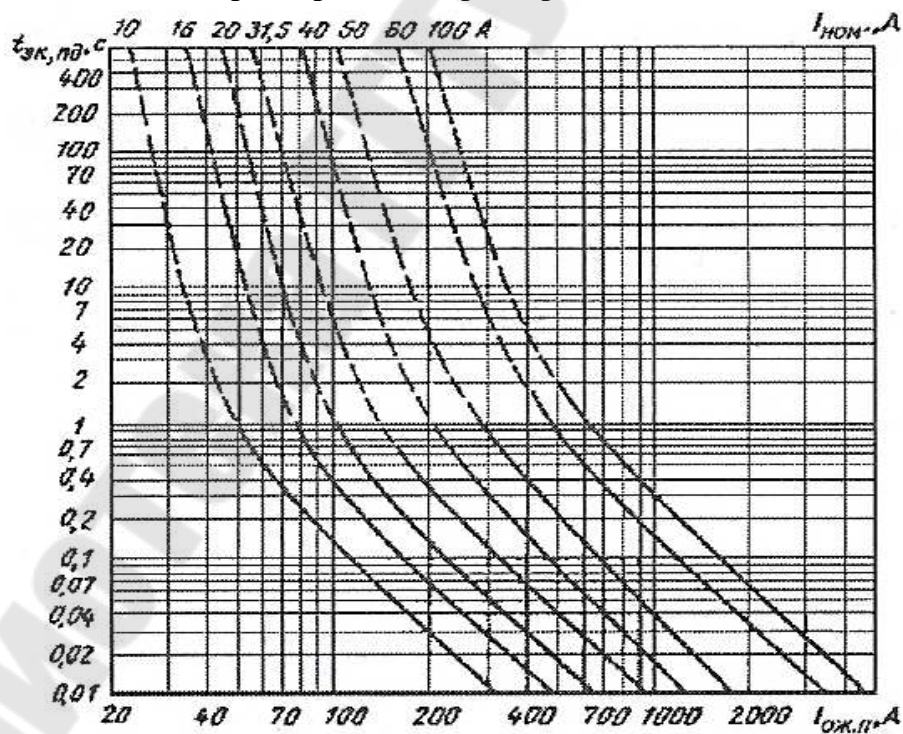
Защитные характеристики предохранителя типа ПКТ-6



Защитные характеристики предохранителя типа ПКЭ-10



Защитные характеристики предохранителя типа ПКЭ-6 .



Приложение 3

Параметры аварийных маломощных генераторов Таблица П.3.1

Параметры аварийных маломощных генераторов						
Рнг, кВт	1000	630	2500	500	630	
Uнг, кВ	6.3	6,3	6.3	0,4	0,4	
Iнг, А	115	72	287	903	1138	
n, об/мин	750	375	1000	1500	1500	
cosφн.г	0.8	0.8	0.8	0.8	0,8	
Kс	1,15	1.1	0.8	0,6	0,63	
КПД, %	94.56	93	95	94	95	
X''d, ОЕ	0.192	0,18	0.16	0.14	0,167	
X ₂ , ОЕ	0,171	—	—	0.15	0,174	
X ₀ , ОЕ	0,0763	—	—	0.047	0,054	
I*в.пред, ОЕ	—	—	—	9	10	

Приложение 4

Параметры кабелей

Таблица П.4.1

Параметры трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами								
Сечение, мм ²	Активное сопротивл. жилы при 20 °С, Ом/км	Активное сопротивл. жилы при 80 °С, Ом/км	Удельное индуктивное сопротивление и ток замыкания на землю I ₀ кабеля напряжением, кВ					
			6.0		10.		35	
			X ₀ , Ом/км	I ₀ А/км	X ₀ , Ом/км	I ₀ А/км	X ₀ , Ом/км	I ₀ А/км
10	3,1	3,68	0,11	0,2	—	—	—	—
16	1,94	2,3	0,102	0.4	0,113	0.55	—	—
25	1,24	1,47	0,091	0.55	0,099	1.90	—	3.30
35	0,89	1,05	0,087	0.60	0,095	2.10	—	3.60
50	0,62	0,74	0,083	0.65	0,09	2.30	—	3.90
70	0,443	0,527	0,08	0.70	0,086	2.60	0,137	4.50
95	0,326	0,388	0,078	0.75	0,083	2.90	0,126	4,80
120	0,258	0,308	0,076	0.85	0,081	3.20	0,120	5,40
150	0,206	0,246	0,074	0.90	0,079	3.40	0,116	5,70
185	0,167	0,20	0,073	1.0	0,077	3.80	0,113	6.30
240	0,123	0,125	0,071	1.00	0,075	4.50	0,108	7.50

Таблица П.4.2

Параметры трехжильных кабелей с медными жилами								
Сече н., мм ²	Активное сопро- тивл. жи- лы при 20 °С, Ом/км	Активное сопро- тивл. жи- лы при 80 °С, Ом/км	Удельное индуктивное сопротивление и ток замыкания на землю I ₀ кабеля напряжением, кВ					
			6.0		10.		35	
			X ₀ , Ом/км	I ₀ А/км	X ₀ , Ом/к м	I ₀ А/км	X ₀ , Ом/км	I ₀ А/км
10	1,84	2,17	0,11	0,2	—	—	—	—
16	1,15	1,37	0,102	0.4	0,113	0.55	—	—
25	0,74	0,873	0,091	0.55	0,099	1.90	—	3.30
35	0,52	0,625	0,087	0.60	0,095	2.10	—	3.60
50	0,37	0,436	0,083	0.65	0,09	2.30	—	3.90
70	0,26	0,313	0,08	0.70	0,086	2.60	0,137	4.50
95	0,194	0,23	0,078	0.75	0,083	2.90	0,126	4,80
120	0,153	0,181	0,076	0.85	0,081	3.20	0,120	5,40
150	0,122	0,146	0,074	0.90	0,079	3.40	0,116	5,70
185	0,099	0,122	0,073	1.0	0,077	3.80	0,113	6.30
240	0,077	0,09	0,071	1.00	0,075	4.50	0,108	7.50

Таблица П.4.3

Параметры одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) напряжением 10–35 кВ							
Номинальное сечение жи- лы, мм ²	Сопротивление жи- лы постоянному то- ку, Ом/км		Емкостной ток кабеля			Индуктивное сопротивление жилы, Ом/км	
			I ₀ А/км			10 кВ	35 кВ
	медь	алюминий	6 кВ	10 кВ	35 кВ		
50	0,387	0,641	0.43	0.72	2.53	0,184/0,126	0,228/0,152
70	0,268	0,443	0.49	0.82	2.86	0,177/0,119	0,220/0,144
95	0,193	0,320	0.55	0.91	3.19	0,170/0,112	0,211/0,135
120	0,153	0,253	0.58	0.97	3.41	0,166/0,108	0,208/0,132
150	0,124	0,206	0.64	1.07	3.74	0,164/0,106	0,202/0,125
185	0,0991	0,164	0.7	1.16	4.07	0,161/0,103	0,196/0,120
240	0,0754	0,125	0.77	1.29	4.51	0,157/0,099	0,192/0,115
300	0,0601	0,100	0.85	1.41	4.95	0,154/0,096	0,187/0,111
400	0,0470	0,0778	0.94	1.57	5.50	0,151/0,093	0,181/0,105
500	0,0366	0,0605	1.04	1.73	6.05	0,148/0,090	0,176/0,100
630	0,0280	0,0464	1.15	1.92	6.70	0,145/0,087	0,172/0,096
800	0,0221	0,0367	1.28	2.14	7.47	0,142/0,083	0,167/0,091

Емкостные токи замыкания на землю кабелей с секторными жилами и поясной изоляцией **Таблица 4.4**

Сечение, мм ²	Ток замыкания на землю, А/км	
	Кабели 6 кВ	Кабели 10 кВ
16	0,37	0,52
25	0,46	0,62
35	0,52	0,69
50	0,59	0,77
70	0,71	0,90
95	0,82	1,00
120	0,89	1,10
150	1,10	1,30
185	1,20	1,40
240	1,30	1,60
300	1,50	1,80

Емкостные токи замыкания на землю кабелей с бумажной пропитанной изоляцией **Таблица П.4.5**

Сечение, мм ²	Ток замыкания на землю, А/км	
	Кабели 20 кВ	Кабели 35 кВ
25	2,0	-
35	2,2	-
50	2,5	-
70	2,8	3,7
95	3,1	4,1
120	3,4	4,4
150	3,7	4,8
185	4,0	5,2

Емкостные токи замыкания на землю кабелей с пластмассовой изоляцией **Таблица П.4.6**

Сечение, мм ²	Ток замыкания на землю, А/км		
	Кабели 6 кВ	Кабели 10 кВ	Кабели 35 кВ
25	0,55	1,90	3,30
35	0,60	2,10	3,60
50	0,65	2,30	3,90
70	0,70	2,60	4,50
95	0,75	2,90	4,80
120	0,85	3,20	5,40
150	0,90	3,40	5,70
185	1,00	3,80	6,30
240	1,00	4,50	6,90
300	-	5,00	7,50
400	-	5,60	8,10

Примечания: 1) Три жилы кабелей 6кВ имеют общий металлический экран.
2) Каждая жила кабелей 10-35 кВ имеет отдельный металлический экран

Приложение 5. Сопротивление кабелей напряжением до 1 кВ

Таблица П.5.1

Активное, индуктивное и полное сопротивление цепи фаза-ноль четырехжильных кабелей с алюминиевыми жилами в пластмассовой оболочке					
Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление, мОм/м				
	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	$X_{\text{фазы}}$	R_0	X_0
4×2,5	14.75	14.75	0,098	147.5	0.39
3×4+1×2,5	9.20	14.75	0,097	92.0	0.388
4×4	9.20	9.20	0,096	92.0	0.384
3×6+1×4	6.15	9.20	0,094	61.5	0.376
4×6	6.15	6.15	0,093	61.5	0.372
3×10+1×6	3.68	6.15	0,088	36.8	0.352
4×10	3.68	3.68	0,087	36.8	0.348
3×16+1×10	2.30	3.68	0,084	23.0	0.336
4×16	2.30	2.30	0,083	23.0	0.332
3×25+1×16	1.47	2.30	0,072	14.7	0.288
4×25	1.47	1.47	0,071	14.7	0.284
3×35+1×16	1.05	2.30	0,068	10.5	0.272
4×35	1.05	1.05	0,067	10.5	0.268
3×50+1×25	0,74	1.47	0,066	7.4	0.264
4×50	0,74	0,74	0,066	7.4	0.264
3×70+1×25	0,527	1.47	0,065	5.27	0.26
3×70+1×35	0,527	1.05	0,065	5.27	0.26
4×70	0,527	0,527	0,065	5.27	0.26
3×95+1×35	0,388	1.05	0,064	3.88	0.256
4×95	0,388	0,388	0,064	3.88	0.256
3×120+1×3	0,308	0,1.05	0,064	3.08	0.256
3×120+1×7	0,308	0,527	0,064	3.08	0.256
4×120	0,308	0,308	0,064	3.08	0.256
3×150+1×5	0,246	0,74	0,063	2.46	0.252
4×150	0,246	0,246	0,063	2.46	0.252
3×185+1×5	0,2	0,74	0,063	2.0	0.252
4×185	0,2	0,2	0,063	2.0	0.252
4×240	0,09	0,09	0,062	0.9	0.248

Таблица П.5.2

Активное, индуктивное и полное сопротивление цепи фаза-ноль четырехжильных кабелей с медными жилами в пластмассовой оболочке					
Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление, мОм/м				
	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	$X_{\text{фазы}}$	R_0	X_0
4×2,5	8,73	8,73	0,098	87.3	0.39
3×4+1×2,5	5,47	8,73	0,097	54.7	0.388
4×4	5,47	5,47	0,096	54.7	0.384
3×6+1×4	3,64	5,47	0,094	36.4	0.376
4×6	3,64	3,64	0,093	36.4	0.372
3×10+1×6	2,17	3,64	0,088	21.7	0.352
4×10	2,17	2,17	0,087	21.7	0.348
3×16+1×10	1,37	2,17	0,084	13.7	0.336
4×16	1,37	1,37	0,083	13.7	0.332
3×25+1×16	0,873	1,37	0,072	8.73	0.288
4×25	0,873	0,873	0,071	8.73	0.284
3×35+1×16	0,625	1,37	0,068	6.25	0.272
4×35	0,625	0,625	0,067	6.25	0.268
3×50+1×25	0,436	0,873	0,066	4.36	0.264
4×50	0,436	0,436	0,066	4.36	0.264
3×70+1×25	0,313	0,873	0,065	3.13	0.26
3×70+1×35	0,313	0,625	0,065	3.13	0.26
4×70	0,313	0,313	0,065	3.13	0.26
3×95+1×35	0,23	0,625	0,064	2.3	0.256
4×95	0,23	0,23	0,064	2.3	0.256
3×120+1×35	0,181	0,625	0,064	1.81	0.256
3×120+1×70	0,181	0,313	0,064	1.81	0.256
4×120	0,181	0,181	0,064	1.81	0.256
3×150+1×50	0,146	0,436	0,063	1.46	0.252
4×150	0,146	0,146	0,063	1.46	0.252
3×185+1×50	0,122	0,436	0,063	1.22	0.252
4×185	0,122	0,122	0,063	1.22	0.252
4×240	0,09	0,09	0,062	0.9	0.248

Таблица П.5.3

Сопrotивление трехжильного кабеля с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке, Ом/км						
Сечение кабеля, мм²	Z	R_{фазы}	R_{нуля}	X	R₀	X₀
3×4	–	9,61	–	0,092	10,95	0,579
3×6	7,71/7,67	6,41	1,045	0,087	7,69	0,523
3×10	4,95/4,92	3,84	1,038	0,082	5,04	0,461
3×16	3,36/3,33	2,40	0,775	0,078	3,52	0,406
3×25	2,46/2,44	1,54	0,691	0,062	2,63	0,359
3×35	1,85/1,83	1,10	0,616	0,061	2,07	0,298
3×50	1,42/1,40	0,769	0,498	0,06	1,64	0,257
3×70	1,07/1,06	0,549	0,410	0,059	1,31	0,211
3×95	0,84/0,83	0,405	0,321	0,057	1,06	0,174
3×120	0,71/0,70	0,320	0,328	0,057	0,92	0,157
3×150	0,54/0,53	0,256	0,268	0,056	0,78	0,135
3×185	0,45/0,45	0,208	0,241	0,056	0,66	0,122
3×240	0,37/0,36	0,160	0,215	0,055	0,553	0,107

Таблица П.5.4

Сопrotивление трехжильного кабеля с медными жилами в алюминиевой оболочке, Ом/км						
Сечение кабеля, мм²	Z	R_{фазы}	R_{нуля}	X	R₀	X₀
3×4	–	9,61	–	0,092	10,95	0,579
3×6	5,02/4,98	3,83	0,985	0,087	7,69	0,523
3×10	3,33/3,31	2,28	0,876	0,082	5,04	0,461
3×16	2,35/2,31	1,44	0,748	0,078	3,52	0,406
3×25	1,81/1,79	0,92	0,679	0,062	2,63	0,359
3×35	1,39/1,37	0,697	0,610	0,061	2,07	0,298
3×50	1,09/1,07	0,558	0,492	0,06	1,64	0,257
3×70	0,84/0,83	0,33	0,405	0,059	1,31	0,211
3×95	0,67/0,66	0,24	0,357	0,057	1,06	0,174
3×120	0,57/0,56	0,19	0,325	0,057	0,92	0,157
3×150	0,44/0,42	0,16	0,264	0,056	0,78	0,135
3×185	0,36/0,36	0,12	0,239	0,056	0,66	0,122
3×240	0,31/0,29	0,10	0,212	0,055	0,553	0,107

Приложение 6

Таблица П.6.1 – Технические характеристики трансформаторов тока и напряжения

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока типа ТК, МОм				
Номинальный ток, А	ТК (класс точности 1)		ТК (класс точности 3)	
	R	X	R	X
5	260	280	130	120
10	160.5	180	75	70
15	96.8	120	33	30
20	42	67	19	17
30	20	30	8,2	8
40	11	17	4,8	4,28
50	7	11	3,0	2.8
75	3	4,8	1,3	1.2
100	1,7	2,7	0,75	0.7
150	0,75	1,2	0,33	0,3
200	0,42	0,67	0,19	0,17
300	0,2	0,3	0,088	0,08
400	0,11	0,17	0,05	0,04
600	0.05	0.07	0.02	0.02

Таблица П.6.2

Номинальная вторичная нагрузка ТТ						
Ном. напряжение, кВ	ОАО «Свердловский завод ТТ»		ОАО «Самарский трансформатор»		HEAG	
	Тип	Сном, В·А	Тип	Сном, В·А	Тип	Сном, В·А
0,66	ТОП-0.66	3,5,10	Т-0.66	10	-	-
0,66	ТШП-0.66	3,5,10	ТШ-0.66	10	-	-
0.66	ТНШ-0.66	3,5,10	ТШЛ-0.66	10	-	-
0.66	ТШЛ-0.66	15	ТЛК-10	15	-	-
10	ТШЛ	30	ТПК-10	15	LZZBJ9-12	15-20
10	ТПОЛ	15	ТШЛП 10	30	LZZBJ12-12	15-20-30
10	ТПЛ	15	ТПЛ 10с	15	LZZBJ71-12	20
10	ТЛ	15	ТЛМ-10 (6)	15		
35	ТЛК	15	-		LZZB7-35	30-50
35	ТОЛ	30, 50	-		LZZBW8-35	30-50
35	ТПЛ	20	-		LZZBJ9-35	50

Таблица П.6.3

Номинальная вторичная нагрузка ТН					
Напряжение, кВ	Тип	$S_{пред.}$ при обеспечении класса точности			
		0,2	0,5	1	3
6–10	ЗНИОЛ Самара	-	50/75	75/150	200/300
6–10	ЗНОЛ антирез.	90/150	150/220	225/450	
6–10	ЗНТОЛ		50/75	75/150	200/300
10	НАМИТ Самара	-	/200	/300	/600
35	ЗНОЛ	10	60	120	
110	ЗНОГ-М-110 элегазовый	150	400	600	1200

Числитель - ТН 6 кВ, знаменатель – ТН 10 кВ

Приложение 7

Таблица П.7.1 – Технические характеристики электрических аппаратов

Сопротивления катушек расцепителей и главных контактов автоматов и рубильников, мОм				
Номинальный ток, А	Катушка расцепителей автоматов		Разъемные контакты	
	R	X	Автоматы Rконт	Рубильники Rконт
10	49.0	61.0	8.2	4.3
12,5	40.0	50.0	4.1	3.4
16	26.0	30.0	2.9	2.51
20	18.0	18.0	2.5	2.2
25	12,0	9.0	2.3	1.9
50	7	4.5	1.3	1.05
70	3.5	2	1.0	0.66
100	2.15	1.2	0.75	0,5
160	1.3	0.7	0.65	0.145
250	1.1	0.5	0.60	0,0.40
400	0.65	0.17	0.40	0,20
630	0,41	0.13	0.25	0,15
1000	0,25	0.1	0.12	0,08
1600	0,14	0.08	0.08	0,06
2500	0.13	0.07	0.06	0.04
4000	0.1	0.05	0.03	0.03

Автоматические выключатели серии ВА. Автоматы с электронным расцепителем имеют очень широкий диапазон регулировки уставок защи-

ты от перегрузки в пределах от 0,4 до 1,0 номинального. Сокращенное обозначение ВАХХ-ХХ. Расшифровка в порядке написания: ВА - выключатель автоматический; ХХ – номер унифицированной серии, 41-нетокоограничивающие с электромагнитными и тепловыми расцепителями или только с электромагнитными расцепителями. 52 – токоограничивающие с электромагнитными и тепловыми или только с электромагнитными расцепителями, 53 – токоограничивающие неселективные с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями, 54 – токоограничивающие высокой коммутационной способности с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями, 55 и 75 – селективные с полупроводниковыми расцепителями, 56 – без максимальных расцепителей; ХХ – условное обозначение номинального тока: 25–25 А; 29–63 А, 30–80 А, 31–100 А, 32–125 А, 33–160 А, 35–240 А, 37–400 А, 39–630 А, 41–1000 А, 43–1600 А, 45–2500 А, 47–4000 А.

В обозначении выключателей с номинальным током до 160 А вместо разделительного знака «-» может указываться буква «Г», что означает, что выключатель предназначен специально для защиты электродвигателей. Выключатели с полупроводниковым расцепителем серии БПР [11]. Характеристика защиты - ограниченно зависимая, а для селективных выключателей – трехступенчатая.

Защитная характеристика выключателей серии ВА переменного тока приведена на рис. П.9.3. Полупроводниковый расцепитель (реле БПР) допускает ступенчатую регулировку номинального тока расцепителя $I_{ном.расц}$ (ток срабатывания защиты от перегрузки соответствует току $1,25 I_{ном.расц}$); тока срабатывания отсечки $I_{с0}$ (точки А, Б, В, Г, Д); времени срабатывания защиты от перегрузки $t_{сн}$ при токе $6 I_{ном.расц}$ (точки Е, Ж, И); времени срабатывания отсечки $t_{с0}$ (точки К, Л, М) для селективных выключателей. Начало зоны токов мгновенного срабатывания (третьей ступени защитной характеристики) на рисунке показано условно, значение тока мгновенного срабатывания $I_{с.мгн}$ зависит от номинального тока выключателя. Штрихпунктиром обозначена характеристика срабатывания отсечки неселективных выключателей. Реле БПР не реагирует на аperiodическую составляющую пусковых токов электродвигателей в течение одного периода. Коэффициент возврата реле 0,97–0,98. Разброс тока срабатывания с учетом всех влияющих факторов составляет ориентировочно $\pm 40\%$ для $I_{с0}$ и $\pm 20\%$ для $I_{сн}$. Разброс тока срабатывания третьей ступени защиты $I_{с.мгн}$ допускается только в сторону его увеличения. Разброс времени срабатывания селективных выключателей при КЗ составляет $\pm 0,02$ с. Длительность протекания тока КЗ, при которой еще не срабатывает селективная отсечка, составляет при уставках по шкале 0,1; 0,2; 0,3 с соответственно 0,05; 0,15 и 0,25 с. Нельзя эксплуатировать выключатель переменного тока с реле БПР при последовательном соединении полюсов. Источником

оперативного тока полупроводникового реле, обеспечивающим отключение выключателя при КЗ, являются встроенные трансформаторы тока. Реле БПР может быть выполнено по заказу без защиты от перегрузки, а также с защитой от однофазных КЗ, срабатывающей при токе однофазного КЗ не менее $0,5 I_{ном.расц}$ и не более $I_{ном.расц}$ (ток срабатывания не регулируется), с установленной выдержкой времени – для селективных и без выдержки времени - для неселективных выключателей. Характеристика защиты от однофазных КЗ ограничено зависит от тока (рис.П.9.4).

Выключатели с электромагнитными и тепловыми расцепителями. Характеристика защиты – ограничено зависимая для выключателей с комбинированными расцепителями и независимая - для выключателей с электромагнитными расцепителями.

Наличие регулировки в точках Г, Д, К, Л, М зависит от типа и номинального тока выключателя. Разброс тока срабатывания отсечки для новых выключателей $\pm 20\%$, а для выключателей, бывших в эксплуатации $\pm 30\%$.

Тепловые реле откалиброваны при температуре 40°C . Тепловые реле выключателей, имеющих в обозначении букву «Г» при одновременной нагрузке всех полюсов не срабатывают при токе $1,05 I_{ном.расц}$ в течение менее 2 ч; срабатывают из нагретого состояния при токе $1,2 I_{ном.расц}$ в течение не более 30 мин и при токе $1,4 I_{ном.расц}$ менее чем за 2 мин; срабатывают при токе $7 I_{ном.расц}$ в течение 3-14 с из холодного состояния.

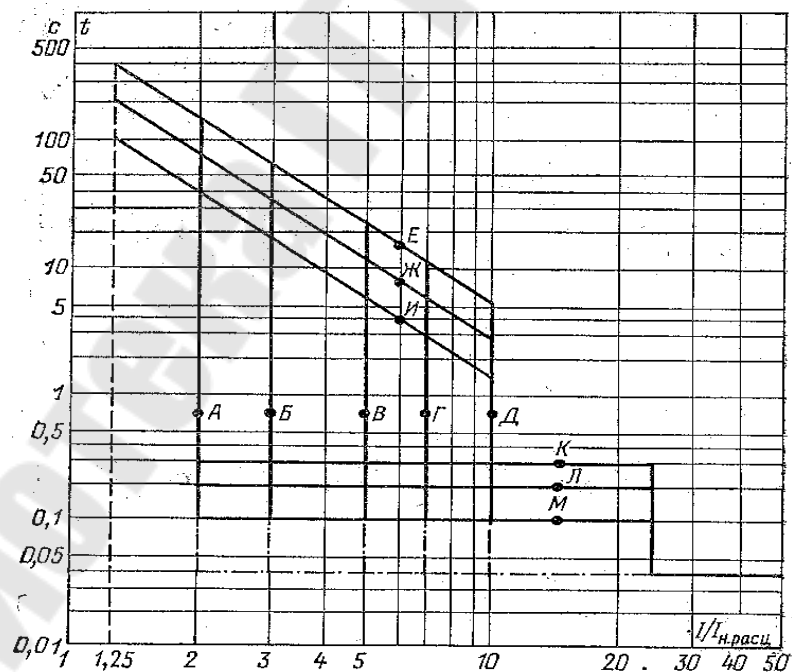


Рисунок П.7.5. Защитные характеристики выключателей переменного тока серий ВА44, ВА44, ВА44, ВА74 с полупроводниковым расцепителем

Тепловые реле остальных выключателей с номинальным током до 63 А не срабатывают в течение 1 час из холодного состояния при токе $1,04$

$I_{ном.расц.}$, срабатывают в течение менее 1 час из нагретого состояния при токе $1,35 I_{ном.расц.}$; с номинальным током более 63 А не срабатывают в течение менее 2 час из холодного состояния при токе $1,05 I_{ном.расц.}$ и срабатывают в течение менее 2 час из нагретого состояния при токе $1,25 I_{ном.расц.}$

При нагрузке не всех полюсов ток срабатывания тепловых расцепителей увеличивается на 10% при двухполюсной и на 20% при однополюсной нагрузке. Выключатели с номинальным током до 100 А включительно, имеют регулировку номинального тока тепловых расцепителей в пределах $(0,8 - 1) I_{ном.расц.}$.

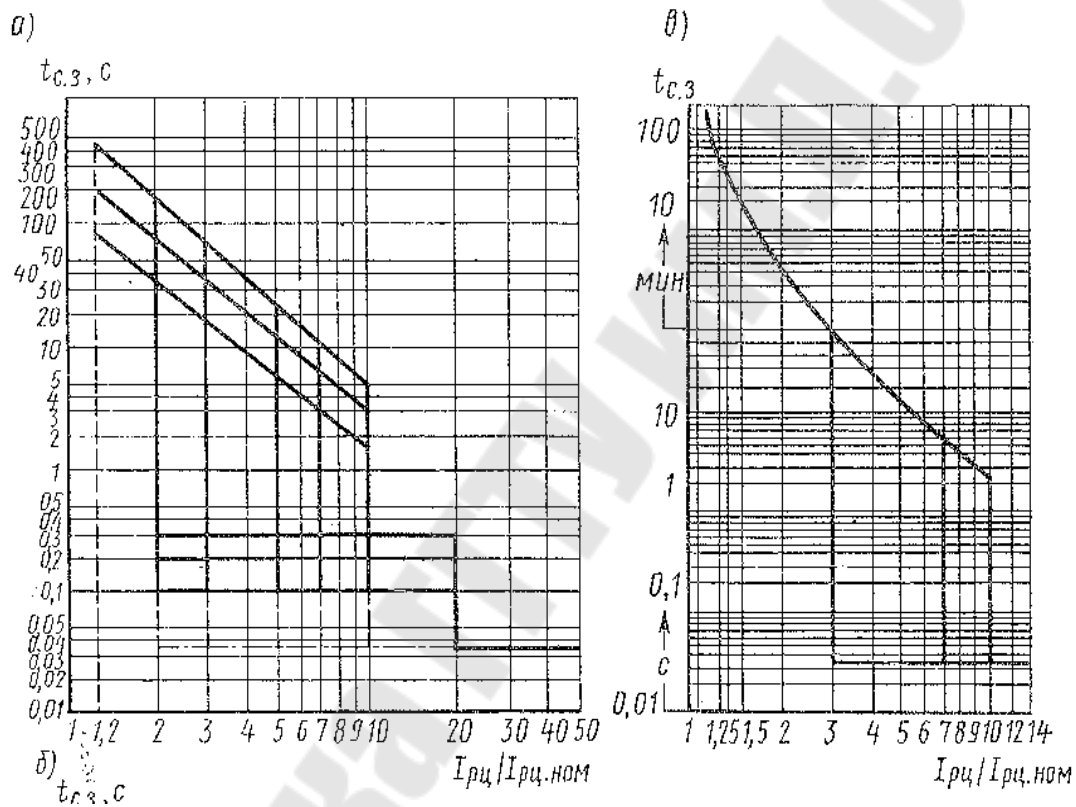


Рисунок П.7.7.. Защитные характеристики комбинированных расцепителей автоматических выключателей серии ВА; а – селективного (ВА-54, ВА-75); в – неселективного (ВА-51, ВА-52).

Приложение 8

Технические характеристики защит МР - БЭМН										
Функция		301	500	550	600	700	730	741	801	851
Защита от повышения тока	Независимая	+	+	+	-	+	+	+	+	-
	Зависимая	+	+	+	-	+	+	+	+	-
	Направленная	-	-	-	-	+	+	+	+	-
Защита от замыкания на землю	Ненаправленная по току I_0	+	+	+	-	+	+	+	+	-
	Направленная по току I_0	-	-	-	-	+	+	+	-	-
Защита от повышения	Тока обратной последовательности ненаправленная	+	+	+	+	-	+	+	-	-
	То же направленная	-	-	-	-	-	+	+	-	-
Пуск токовой защиты по напряжению		-	-	-	-	+	+	+	+	-
Защита по напряжению	U_{\min} , U_{\max}	-	-	+	+	+	+	+	+	-
	$U_{0\max}$, $U_{2\max}$	-	-	+	+	+	+	+	+	-
Защита по частоте		-	-	-	+	+	+	+	+	-
Диф. токовая отсечка трансформатора без торможения или с торможением		-	-	-	-	-	-	-	+	-
Диф. защита от замыканий на землю		-	-	-	-	-	-	-	+	-
Защита пуска двигателя, защита от блокировки ротора		-	-	-	-	-	+	-	-	-
Защита от перегрузки по тепловой модели		-	-	-	-	-	+	-	-	-
Блокировка пуска двигателя по числу пусков, по тепловому состоянию		-	-	-	-	-	+	-	-	-
Внешние защиты		+	+	+	+	+	+	+	+	-
Ускорение внешних и токовых защит		+	+	+	-	+	+	+	+	-
Блокировка защит от внешнего сигнала		+	+	+	+	+	+	+	+	-
АЧР, ЧАПВ		+	+	+	+	+	+	+	+	-
АПВ, колич. ступеней		2	4	4	-	4	4	4	4	-
АВР		+	+	+	-	+	+	+	+	-
УРОВ		+	+	+	-	+	+	+	+	-
Измерение токов		+	+	+	-	+	+	+	+	+
Измерение напряжений		-	-	-	+	+	+	+	+	+
Измерение частоты		-	-	-	+	+	+	+	+	-

Приложение 9 Аппаратура для резистивного заземления нейтрали

Таблица П.9.1 – Параметры резисторов

Рекомендуемый номинальный ряд сопротивлений резисторов для заземления нейтрали: 10, 25, 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 800, 1000, 1250, 1500, 1800, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 7000, 10000 Ом.

Типы единичных резисторов	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, кВт	Сопротивление резистора, Ом
P3-1700-10-6	6	10	1700
P3-1000-40-10	10	40	1000
P3-1000-12-6	6	12	1000
P3-500-24-6	6	24	500
P3-8000-51-35	35	51	8000
P3-4000-102-35	35	102	4000

Таблица П.9.2 – Параметры трансформаторов, необходимые для выбора ТЗН (ТСН)

В качестве трансформаторов заземления нейтрали используются ненагруженные силовые трансформаторы (ТЗН) или трансформаторы собственных нужд (ТСН) со схемой соединения обмоток Y_0/Δ .

Схема подключения резистора в нейтраль ТЗН и ТСН используется для низкоомного и высокоомного резистивного заземления нейтрали. При подключении резистора в нейтраль ТСН необходимо производить проверку ТСН на термическую стойкость в режиме ОЗЗ.

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Напряжение КЗ, %	Активное сопротивление R, мОм	Индуктивное сопротивление X, мОм
ТМ-25/6	25	6	2,4	4,5	39,6	54,8
ТМ-40/6	40	6	3,9	4,5	19,8	35,3
ТМ-63/6	63	6,3	6,1	4,7	14	26,1
ТМ-100/6	100	6	9,2	4,5	7,09	14,6
ТМ-160/6	160	6,3	15,4	4,5	4,11	10,4
ТМ-250/6	250	6	24,1	4,5	2,35	6,75
ТМ-320/6	320	6,3	30,8	5,5	2,35	6,40
ТМ-400/6	400	6	38,5	4,5	1,24	3,86
ТМ-400/6	400	6	38,5	5,5	1,24	4,79
ТМ-630/6	630	6	60,6	5,5	0,69	3,07
ТМ-1000/6	1000	6	96,2	5,5	0,44	1,93
ТМ-2500/6	2500	6	240,6	5,5	0,15	0,78

Приложение П.9.3 –Сетевые фильтры нулевой последовательности (ФМЗО)

Подключение резистора может быть выполнено через специально устанавливаемый силовой фильтр нулевой последовательности ФМЗО, представляющий собой маслonaполненный трехфазный трансформатор, не имеющий низковольтной вторичной обмотки и с обмоткой высшего напряжения выполненной по схеме «зигзаг». Схема используется для низкоомного и высокоомного резистивного заземления нейтрали. Необходимые условия: схема соединения первичной обмотки звезда с нулем; проверка ФМЗО на термическую стойкость в режиме ОЗЗ.

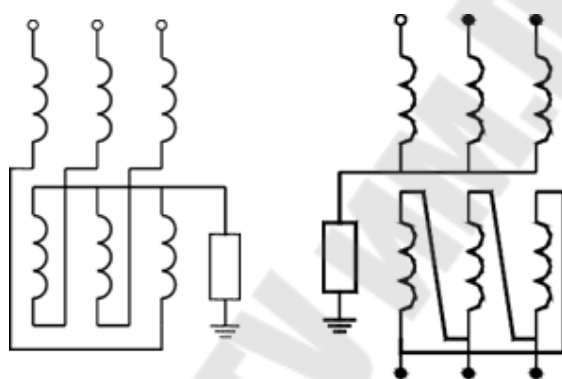


Схема подключения резистора в нейтраль ТЗН и ТСН или через ФМЗО

Параметры, необходимые для выбора ФМЗО

Тип фильтра	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Максимальный ток, А	Ток XX, А	Потери XX, Вт	Напряжение КЗ, %	Потери КЗ, Вт
ФМЗО-40/6,6	6,6	8,4	10,5	0,04	75	3	600
ФМЗО-80/6,6	6,6	16,8	21	0,1	120	3,2	1200
ФМЗО-200/6,6	6,6	42	52,2	0,15	250	4,2	3000
ФМЗО-310/6,6	6,6	65,1	81,4	0,3	550	3,5	3500
ФМЗО-500/6,6	6,6	105	131,2	0,25	850	5,5	5000
ФМЗО-875/6,6	6,6	183,7	229,6	0,6	800	4,5	6000
ФМЗО-40/11	11	5	6,3	0,03	65	3	600
ФМЗО-80/11	11	10,1	21	0,1	120	3,2	1200
ФМЗО-200/11	11	25,2	52,2	0,15	250	4,2	3000
ФМЗО-310/11	11	39,1	48,9	0,6	600	3,6	3700
ФМЗО-500/11	11	63	78,75	0,15	850	5,5	5000
ФМЗО-875/11	11	110	137,7	0,35	800	4,5	6000

Примечание – При температуре окружающего воздуха не более +40 0С, допускаются следующие нагрузки фильтра:
 в течение 6 часов - 100 % (номинальный ток); в течение 2 часов - 120 % (перегрузка 20 %).

Евминов Леонид Иванович
Добродей Александр Олегович

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Практикум
по одноименной дисциплине
для студентов специальностей
1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети»,
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»,
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 10.12.20.

Пер. № 2Е.
<http://www.gstu.by>