

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Строительства,
энергетики и транспорта

Методические рекомендации к практическим работам
по дисциплине
«Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»
для офо, зфо направления
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (профиль
Электроснабжение)

Мурманск
2021

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛЭП-35 кВ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

1. Общая часть

Согласно ПУЭ для линий напряжением 35 кВ с малым током замыкания на землю должно предусматриваться устройство релейной защиты от многофазных замыканий в исполнении, обеспечивающем их действие при замыканиях между фазами и двойных замыканиях на землю. Защита должна предусматриваться в двухфазном исполнении и включаться в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения при двойных замыканиях только одного места повреждения. Защиты должны устанавливаться только на питающих концах защищаемых участков.

Для защиты от многофазных замыканий применяются направленные максимальные токовые защиты и токовые отсечки по току и напряжению. Для сигнализации о появлении однофазных замыканий на землю следует, как правило, использовать устройства контроля изоляции. Воздушные и смешанные (кабельно-воздушные) линии всех типов напряжением выше 1000 В должны оборудоваться устройствами АПВ. Отказ от применения АПВ следует в каждом случае отдельно обосновывать. Релейная защита линий электропередач может выполняться как на постоянном, так и на переменном оперативном токе.

2. Выбор тока срабатывания максимальной токовой защиты и токовой отсечки с пуском по напряжению

2.1. Расчет максимальной токовой защиты.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) линии в общем случае определяется по формуле:

$$I_{\bar{N}\zeta} = \frac{K_f \cdot K_C \cdot I_{\text{дв.д.макс}}}{K_A}, \quad (1)$$

где K_f - коэффициент надежности, $K_f = 1,2$ для РТ-40;

K_C - коэффициент запуска нагрузки после отключения линии, $K_C = 1,3$;

K_A - коэффициент возврата реле, $K_A = 0,8$ для РТ-40;

$I_{\text{дв.д.макс}}$ - ток наибольшей нагрузки линии.

Вторичный ток срабатывания МТЗ определяется по формуле:

$$I_{\bar{n}\delta} = \frac{I_{\bar{N}\zeta} \cdot K_{\bar{N}\delta}}{\eta_{\delta\delta}}, \quad (2)$$

где $K_{\bar{N}\delta}$ - коэффициент схемы токовых цепей, равный 1 для схемы полной и неполной звезды и равный $\sqrt{3}$ для схем соединения трансформаторов тока в треугольник и на разность токов двух фаз;

$\eta_{\delta\delta}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент чувствительности МТЗ в основной зоне:

$$K_x = \frac{I_{\hat{E}\zeta\text{min}}^{(2)}}{I_{\bar{N}\zeta} \cdot K_{\bar{N}\delta}} = \frac{0,87 \cdot I_{\hat{E}\zeta}^{(2)}}{I_{\bar{N}\zeta} \cdot K_{\bar{N}\delta}}, \quad (3)$$

где $I_{\hat{E}\zeta}$ - ток двухфазного КЗ в конце линии в минимальном режиме системы.

Коэффициент чувствительности МТЗ в зоне резервирования должен быть не более 1,2.

2.2. Расчет токовой отсечки.

Первичный ток срабатывания токовой отсечки выбирается так, чтобы она не работала при повреждении в начале смежной линии или в трансформаторе считаемой подстанции. Чтобы обеспечить это условие, первичный ток срабатывания отсечки должен быть больше $I_{\dot{E}C_{\max}}$ при КЗ на шинах питаемой подстанции.

$$I_{\dot{N}C} = K_f \cdot I_{\dot{E}C_{\max}},$$

где $I_{\dot{E}C_{\max}}$ - максимальный ток КЗ на шинах противоположной подстанции;

K_f - коэффициент надежности, $K_f = 1,2$ для РТ-40.

Вторичный ток срабатывания определяют по формуле (2). Коэффициент чувствительности K_x должен быть не менее 2 при КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме системы и определяется по формуле (3).

В некоторых случаях, когда линия по своей длине питает несколько подстанций, отстроить ток срабатывания токовой отсечки от токов КЗ за трансформаторами ближайшей подстанции, сохранив K_x в пределах допустимой величины, невозможно. В этих случаях токовую отсечку можно выполнить с блокировкой минимального напряжения.

Для обеспечения селективности действия защиты при внешних КЗ необходимо согласование уставок напряжения срабатывания ($U_{\dot{N}C}$), реле напряжения и тока срабатывания ($I_{\dot{N}C}$) реле тока.

Для обеспечения требуемого коэффициента чувствительности по току ($K_{x\dot{o}}$) ток срабатывания токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{\dot{N}C} \leq \frac{I_{\dot{E}C_{\min}}^{(2)}}{K_{x\dot{o}}},$$

где $I_{\dot{E}C_{\min}}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ в конце защищаемой линии.

Кроме этого, $I_{\dot{N}C}$ проверяется по условию отстройки от максимального рабочего тока $I_{\dot{\delta}\delta\delta.\max}$ (для предотвращения неправильного действия защиты при нарушениях цепей напряжения, сопровождающихся срабатыванием реле напряжения):

$$I_{\dot{N}C} \geq \frac{K_f \cdot K_C}{K_C} \cdot I_{\dot{\delta}\delta\delta.\max}.$$

Первичное напряжение срабатывания реле напряжения определяется по формуле:

$$U_{\dot{N}C} \leq \frac{U_{\dot{\delta}\delta\delta.\min}}{K_f \cdot K_A \cdot \eta_{\dot{\delta}i}},$$

где $U_{\dot{\delta}\delta\delta.\min}$ - минимальное возможное эксплуатационное напряжение в месте установки защиты.

Напряжение срабатывания реле определяется по формуле:

$$U_{\tilde{N}D} \leq \frac{U_{\partial\dot{a}\dot{a}.min}}{K_i \cdot K_A \cdot \eta_{\partial i}},$$

где $\eta_{\partial i}$ - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Коэффициент чувствительности блокировки по напряжению определяется по формуле:

$$K_{\times \hat{E}} = \frac{U_{\tilde{N}C}}{U_{\hat{E}Cmax}},$$

где $U_{\hat{E}Cmax}$ - максимальное значение остаточного напряжения при КЗ в конце зоны действия защиты;

$K_{\times \hat{E}} \geq 1,5$ - при КЗ в конце основной зоны;

$K_{\times \hat{E}} \geq 1,2$ - при КЗ в зоне резервирования.

2.3. Выбор уставок устройства трехфазного АПВ (ТАПВ) однократного действия ЛЭП-35 с двухсторонним питанием.

АПВ линии должно действовать только после того, как поврежденная линия будет отключена с обеих сторон. Выдержку времени на срабатывание АПВ $t_{\tilde{n}\partial}$ определяют следующие факторы:

- t_g - время деионизации среды, которое зависит от номинального напряжения линии, величины тока КЗ, времени отключения повреждения, влияния подтопки дуги от двигателей нагрузки. Минимальное время деионизации электрической дуги воздушных линий напряжением 35 кВ при полностью снятом напряжении составляет $0,08 \div 0,1$ с, для линии 110 кВ - 0,2 с;

- $t_{\dot{a}\dot{r}}$ - время готовности привода к повторному включению. Для различных типов приводов это время составляет $0,1 \div 0,3$ с. С учетом качества регулирования, смазки и температуры окружающей среды $t_{\dot{a}\dot{r}}$ может достигать $0,5 \div 0,6$ с, что при выборе учитывается введением времени запаса;

- $t_{\dot{a}\dot{a}}$ - время готовности выключателя к повторному включению. Для однократного ТАПВ $t_{\dot{a}\dot{a}} \leq t_{\dot{a}\dot{r}} + t_{\dot{a}\dot{a}}$, где $t_{\dot{a}\dot{a}}$ - время включения выключателя. Для МКП-35 $t_{\dot{a}\dot{a}} = 0,45$ с.

- $t_{\dot{a}\dot{c}}$ - время возврата релейной защиты, установленное со стороны питания, $t_{\dot{a}\dot{c}} \leq 0,1$ с.

Время срабатывания однократного АПВ определяется по следующим формулам:

$$— t_{\tilde{n}\partial} \geq t_{\dot{a}\dot{r}} + t_{\dot{c}\dot{a}\dot{r}};$$

$$— t_{\tilde{n}\partial} \geq t_{\dot{a}\dot{r}} - t_{\dot{a}\dot{a}} + t_{\dot{c}\dot{a}\dot{r}};$$

$$— t_{\tilde{n}\partial} \geq t_g - t_{\dot{a}\dot{c}} + t_{\dot{c}\dot{a}\dot{r}};$$

$$— t_{\tilde{n}\partial} \approx t_{\tilde{n}cl} + t_g + t_{\dot{c}\dot{a}\dot{r}},$$

где $t_{\dot{c}\dot{a}\dot{r}} = 0,3 \div 0,4$ с;

$t_{\tilde{n}cl}$ - наибольшее время срабатывания защиты на противоположном конце линии.

Определяющими, как правило, являются первых два условия.

3. Описание схемы релейной защиты

В данной работе для защиты ЛЭП-35 кВ с двухсторонним питанием использованы защиты:

- направленная максимальная токовая, выполненная в двухфазном двухрелейном исполнении на комплекте типа КЗ-14;
- направленная токовая отсечка, выполненная в двухфазном двухрелейном исполнении на реле ЭТ-523 и комплекте защиты КЗ-14;
- блокировка по напряжению, выполненная в трех фазном трехрелейном исполнении на реле типа ЭН-528.

Выключатель ВВ снабжен устройством АПВ на основе реле типа РПЗ-52.

Принципиальная схема защиты приведена на рис. 4.1. Принципиальная схема электрических соединений модели приведена на рис. 4.2. Схемы управления, защиты и сигнализации - на рис. 4.3, 4.4. Схемы токовых цепей и цепей напряжения даны на рис. 4.5.

Применение комплекта КЗ-14 позволило обеспечить селективность защиты линии с двухсторонним питанием.

При коротком замыкании между фазами на землю на линии должна сработать направленная токовая отсечка ближайшего выключателя. Токовая отсечка является основной защитой с выдержкой времени срабатывания МТЗ второго выключателя, т.е. МТЗ является резервной защитой.

При внешнем КЗ, обуславливающим снижение напряжения на шинах трансформатора, должна сработать МТЗ выключателя 8, являющаяся резервной защитой. При КЗ на шинах должна сработать токовая отсечка В9 – основная защита и направленная МТЗ В7, т.е. резервная защита.

После отключения выключателей 7 и 8 при самоустранении КЗ срабатывает АПВ выключателя 8.

Крайнее правое положение ключей соответствует включенному состоянию выключателя, соответственно крайнее левое – отключенному. Ввести защиту – правое положение подвижного контакта накладки, вывести – левое.

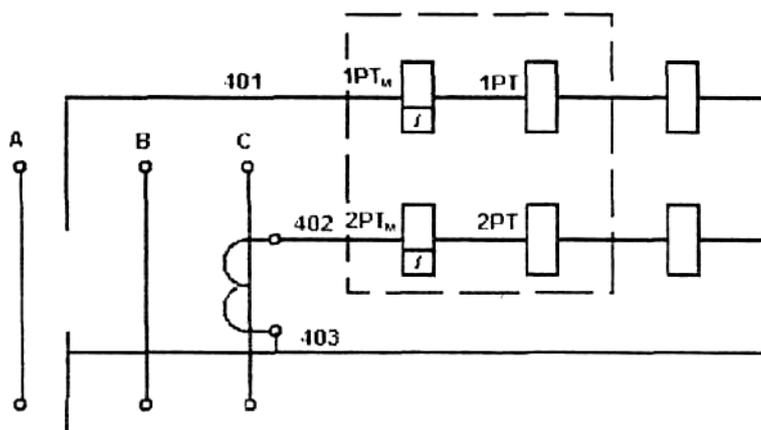
Табло, сигнализирующее о положении выключателя:

- светится ровным светом при включенном выключателе;
- светится мигающим светом при отключенном защитой выключателе.

Контрольные вопросы

- 7.1 Назначение блокировки максимальных токовых реле защиты при помощи реле напряжения.
- 7.2 Назначение АПВ в схемах релейной защиты.
- 7.3 "Мертвая зона" реле направления мощности и расчет ее.
- 7.4 Чем отличается токовая отсечка от МТЗ?
- 7.5 Чем определяется время готовности АПВ к действию?
- 7.6 Каким образом устраняется возможность многократного действия при включении ВЛ на неустранившееся КЗ?
- 7.7 Для какой цели в схеме защиты (рис. 4.1.) используется промежуточное реле?
- 7.8 Каким образом можно вывести АПВ из действия?
- 7.9 Сформулировать условие селективного действия НМТЗ.
- 7.10 В чем отличие тока срабатывания защиты от тока срабатывания реле?

a)



РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРЕХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА МОЩНОСТЬЮ 40 МВА

1. Общая часть

Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ), на трансформаторах, устанавливаемых в сетях 6 кВ и выше, должны предусматриваться защиты, действующие при:

- повреждениях внутри баков маслонаполненных трансформаторов;
- многофазных коротких замыканиях в обмотках трансформатора и на выводах;
- однофазных замыканиях на землю (со стороны сети с большим током замыкания на землю – 500 А);
- витковых замыканиях в обмотках трансформаторов;
- внешних коротких замыканиях;
- перегрузках (если они возможны);
- понижениях уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

2. Расчет тока срабатывания защит трансформатора мощностью 40 МВА

2.1. Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) выбирается по двум условиям и должен быть более:

- возможного тока перегрузки, если на трансформаторе предусмотрено устройство АВР (автоматический ввод резерва);
- токов перегрузки с учетом самозапуска электродвигателей, питаемых от данного трансформатора.

По первому условию:

$$I_{\text{НЗ}} = \frac{K_f \cdot I_{\text{i}\ddot{a}\ddot{a}\text{d.}\text{max}}}{K_{\ddot{A}}},$$

где K_f - коэффициент надежности, $K_f = 1,15 \div 1,25$;

$K_{\ddot{A}}$ - коэффициент возврата реле, $K_{\ddot{A}} = 0,8 \div 0,85$;

$I_{\text{i}\ddot{a}\ddot{a}\text{d.}\text{max}}$ - максимально возможный ток нагрузки.

По второму условию:

$$I_{\tilde{N}\zeta} = \frac{K_f \cdot K_C}{K_A} \cdot I_{i\tilde{a}\tilde{a}\tilde{d}.max},$$

где K_C - коэффициент, учитывающий самозапуск электродвигателей при восстановлении напряжения после отключения короткого замыкания, $K_C = 3 \div 5$.

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется из условия:

$$K_x = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{\tilde{N}\zeta}} \leq 1,5,$$

где $I_{min}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети.

В случае, когда обеспечивается необходимый коэффициент чувствительности, первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты можно определить по формуле:

$$I_{\tilde{N}\zeta} = (3 \div 4) \cdot I_{\tilde{m}}.$$

Ток срабатывания реле определяют по формуле:

$$I_{\tilde{a}\tilde{d}} = \frac{I_{\tilde{N}\zeta}}{\eta_{\tilde{d}\tilde{d}}} \cdot K_{\tilde{N}\tilde{d}},$$

где $K_{\tilde{N}\tilde{d}}$ - коэффициент схемы;

$\eta_{\tilde{d}\tilde{d}}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

2.2. Выбор тока срабатывания дифференциальной защиты.

$I_{\tilde{N}\zeta}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока защищаемого трансформатора и от максимального тока небаланса при внешнем коротком замыкании.

По первому условию:

$$I_{\tilde{N}\zeta} = K_f \cdot I_{i\tilde{a}\tilde{i}.d\tilde{d}},$$

где $I_{i\tilde{a}\tilde{i}.d\tilde{d}}$ - ток намагничивания трансформатора, $I_{i\tilde{a}\tilde{i}.d\tilde{d}} = (1 \div 1,5) \cdot I_{\tilde{m}.d\tilde{d}}$;

K_f - коэффициент надежности, $K_f = 1,2 \div 1,5$.

По второму условию:

$$I_{\tilde{N}\zeta} = K_f \cdot I_{i\tilde{a}.max} = K_f \cdot (I_{i\tilde{a}.d\tilde{d}} + I_{i\tilde{a}.e\tilde{i}\tilde{i}} + I_{i\tilde{a}.d\tilde{a}\tilde{a}}),$$

где $I_{i\tilde{a}.max}$ - максимальный ток небаланса в дифференциальной защите трансформаторов при внешнем КЗ;

$I_{i\tilde{a}.d\tilde{d}}$ - ток небаланса, обусловленный погрешностями трансформатора тока;

$I_{i\tilde{a}.e\tilde{i}\tilde{i}}$ - ток небаланса, обусловленный неточной компенсацией неравенства токов в плечах дифзащиты;

$I_{i\tilde{a}.d\tilde{a}\tilde{a}}$ - ток небаланса, появляющийся при изменении коэффициента трансформации силового трансформатора:

$$I_{i\tilde{a}.d\tilde{a}\tilde{a}} = \frac{\Delta N\%}{100} \cdot I_{\tilde{N}\tilde{E}\tilde{A}},$$

где $I_{\tilde{N}\hat{E}\hat{A}}$ - сквозной ток короткого замыкания, протекающий через трансформатор.

По выбранному первичному току срабатывания защиты определяют вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{\tilde{n}\hat{o}} = \frac{I_{\tilde{N}\hat{C}}}{\eta_{\hat{o}\hat{o}}} \cdot K_{\tilde{N}\hat{O}},$$

где $\eta_{\hat{o}\hat{o}}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока на той стороне защищаемого трансформатора, для которой подсчитан $I_{\tilde{N}\hat{C}}$;

$K_{\tilde{N}\hat{O}}$ - коэффициент, учитывающий схему соединения трансформаторов тока (при соединении в звезду $K_{\tilde{N}\hat{O}} = 1$, при схеме треугольник – $K_{\tilde{N}\hat{O}} = \sqrt{3}$).

Расчет уставок дифференциальной защиты трехобмоточных трансформаторов ведется в два приема. Сначала считают, что отключена обмотка III (рис.5.1) и определяют число витков основной и дополнительной обмоток:

$$w_{\tilde{i}\tilde{n}\hat{f}} = \frac{F_{\tilde{n}\hat{o}}}{I_{\tilde{n}\hat{o}}};$$

$$w_{\text{II}\hat{o}\hat{\lambda}\hat{n}\hat{z}} = \frac{I_{\text{IB}}}{I_{\text{IIB}}} \cdot w_{\tilde{i}\tilde{n}\hat{f}},$$

где $F_{\tilde{n}\hat{o}}$ - намагничивающая сила, необходимая для срабатывания реле РНТ-562 (ампервитки);

I_{IB} , I_{IIB} - соответственно токи в плечах защиты.

Затем принимают, что отключена обмотка II, из условия баланса намагничивающих сил при внешнем КЗ:

$$I_{\text{IB}} \cdot w_d = I_{\text{IIB}} \cdot (w_{y\text{III}} + w_d).$$

Находят $w_{y\text{III}}$.

Определяется величина тока небаланса $I_{\hat{i}\hat{a}\hat{.}\hat{e}\hat{i}\hat{i}}$, обусловленная неточностью подбора $w_{y\text{I}}$ и $w_{y\text{II}}$:

$$I_{\hat{i}\hat{a}\hat{.}\hat{e}\hat{i}\hat{i}} = \frac{w_{\text{II}\hat{o}\hat{\lambda}\hat{n}\hat{z}} - w_{y\text{I}}}{w_{\text{II}\hat{o}\hat{\lambda}\hat{n}\hat{z}}} \cdot I_{\text{IE}\hat{C}\text{max}} + \frac{w_{\text{II}\hat{o}\hat{\lambda}\hat{n}\hat{z}} - w_{y\text{II}}}{w_{\text{II}\hat{o}\hat{\lambda}\hat{n}\hat{z}}} \cdot I_{\text{IIE}\hat{C}\text{max}},$$

где $w_{y\text{I}}$ и $w_{y\text{II}}$ - принятые к установке числа витков уравнивающих обмоток РНТ;

$I_{\text{IE}\hat{C}\text{max}}$ - токи КЗ, протекающие при внешнем КЗ по той стороне силового трансформатора, куда включены обмотки $w_{y\text{I}}$ и $w_{y\text{II}}$.

Сопоставляются фактические значения $I_{\tilde{N}\hat{C}}$ и $I_{\hat{i}\hat{a}\hat{.}}$. Если $I_{\tilde{N}\hat{C}}$ окажется недостаточно отстроенным от $I_{\hat{i}\hat{a}\hat{.}}$, то необходимо загрузить защиту, т.е. увеличить ток срабатывания и произвести пересчет параметров обмоток реле РНТ - 562.

Проверяется чувствительность защиты при КЗ в ее зоне. Чувствительность характеризуется коэффициентом K_{\times} , который равен отношению результирующей намагничивающей силы, создаваемой токами в плечах защиты при КЗ, к намагничивающей

силе срабатывания реле:

$$K_x = \frac{\Sigma I_{II} \cdot (w_y + w_g)}{F_{нд}},$$

где I_{II} - ток в плече защиты при КЗ в зоне ее действия;

w_{II} - витки уравнильной обмотки соответствующего плеча;

w_g - витки дифференциальной обмотки.

В соответствии с ПУЭ $K_x \geq 2$.

Для дифференциальных защит применяются схемы с токовыми реле, включенными через быстронасыщающиеся трансформаторы БНТ (рис. 5.1). Это позволяет выполнить простую и быстродействующую защиту, надежно отстроенную от бросков токов намагничивания и от токов небаланса.

БНТ плохо трансформирует апериодическую составляющую тока КЗ. После затухания апериодической составляющей нормальные условия для трансформации периодического тока восстанавливаются. Подмагничивающее действие апериодического тока, появляющегося в первый момент КЗ, приводит к замедлению защиты при повреждении в ее зоне. Из-за насыщения сердечника БНТ трансформация тока в реле уменьшается настолько, что ток I_D оказывается меньше тока срабатывания $I_{нд}$ и реле не действует до тех пор, пока не затухает апериодическая составляющая тока КЗ. Продолжительность протекания апериодического тока не велика и составляет $0,03 \div 0,1$ с. замедление действия защиты является недостатком схемы с БНТ.

В дифференциальных защитах, установленных на трансформаторах с регулированием напряжения под нагрузкой или многообмоточных трансформаторах, с несколькими питающими обмотками, токи небаланса в установившемся режиме имеют значительную величину. В этих случаях дифференциальная защита с реле, включенными через БНТ, оказывается малочувствительной вследствие того, что ее ток срабатывания приходится увеличивать до трех-, четырехкратного значения номинального тока трансформатора. Чувствительность дифференциальной защиты в указанных случаях может быть повышена применением дифференциальных реле с торможением (реле типа ДЗТ). Однако наличие торможения не устраняет возможность срабатывания реле от бросков намагничивающего тока, т.к. в этом случае ток в рабочей обмотке равен току в тормозной обмотке, что соответствует условиям короткого замыкания в зоне защиты.

2.3. Защита от перегрузки на трехобмоточном трансформаторе должна устанавливаться таким образом, чтобы она реагировала на перегрузку любой из трех обмоток и обеспечивала защиту при работе трансформатора в режиме, когда одна из обмоток отключена.

Ток срабатывания защиты выбирают из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора:

$$I_{\tilde{N}\zeta} = \frac{K_f}{K_A} \cdot I_{\tilde{m}} ,$$

где K_f - коэффициент надежности, $K_f = 1 \div 5$;

K_A - коэффициент возврата реле.

Время действия защиты от перегрузки выбирается на ступень больше времени срабатывания максимальной токовой защиты трансформатора:

$$t_{\text{защита}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t.$$

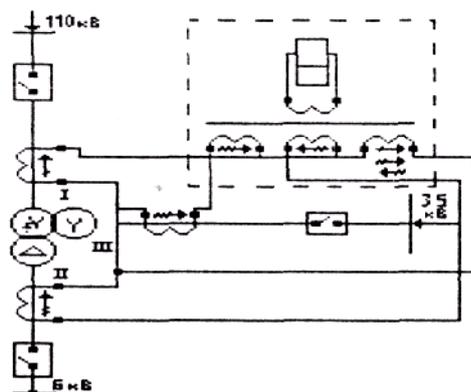


Рис. 5.1. Схема включения реле РНТ-562 (для одной фазы)

3. Описание схемы релейной защиты

В данной работе для защиты трансформатора мощностью 40 МВА выполнены защиты:

- максимальная токовая защита в двухфазном двухрелейном исполнении на реле типа ЭТ-513;
- максимальная токовая направленная защита, выполненная в двухфазном двухрелейном исполнении на комплекте защиты КЗ-14;
- дифференциальная защита, выполненная в трехфазном трехрелейном исполнении на реле типа РНТ-562;
- защита от перегрузки, выполненная в однофазном однорелейном исполнении на реле типа ЭТ-523.

Принципиальные схемы защиты и управления выключателями трансформатора приведены на рис. 5.2, 5.3.

Применение комплекта защиты позволило обеспечить селективность защиты на трансформаторе с двухсторонним питанием.

Защита действует следующим образом:

3.1. При коротком замыкании между фазами на землю и от замыканий витков одной фазы на трансформаторе должна сработать дифференциальная защита, основанная на сравнении величины и направления токов до и после защищаемого элемента, т.е. трансформатора. Дифференциальная защита является основной защитой трансформатора.

-----3.2. При внешних КЗ, вызванных повреждениями на шинах трансформатора или не отключившимся повреждением на отходящих от шин присоединениях, защита осуществляется при помощи максимальной токовой защиты (МТЗ), являющейся резервной для защит от повреждений в трансформаторе (дифференциальной и пазовой).

3.3. Защита от перегрузки работает при перегрузке трансформатора, которая может быть вызвана следующими причинами:

- автоматическое подключение нагрузки от АВР;
- отключение нормально работающего трансформатора;
- самозапуск электродвигателей;

Точки КЗ	A ₄ , кА	A ₅ , кА	A ₆ , кА
4к			
5к			
6к			
7к			
8к			
9к			

- толчкообразная нагрузка и т.д.

Контрольные вопросы

- 7.1. Как произвести выбор уставок максимальной токовой защиты?
- 7.2. Объяснить влияние схемы включения трансформаторов тока на выбор токов срабатывания токовой защиты.
- 7.3. Объяснить назначение реле направления мощности в схемах максимальной токовой направленной защиты.
- 7.4. Объяснить физику существования "мертвой" зоны реле направления мощности.
- 7.5. Объяснить принцип действия дифференциальной токовой защиты силового трехобмоточного трансформатора с двусторонним питанием.
- 7.6. Назвать виды повреждений трансформаторов и типы применяемых защит.
- 7.7. Назвать виды ненормальных режимов работы трансформаторов и виды защиты от них.
- 7.8. Назначение газовой защиты в трансформаторах.
- 7.9. Назвать принцип действия БНТ в схеме реле РНТ-560.
- 7.10. Назвать основные причины, обуславливающие появление токов небаланса в дифзащите трансформатора.
- 7.11. Объяснить принцип соединения трансформаторов тока в схеме дифзащиты трансформатора.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ МОЩНОСТЬЮ 2000 кВт

Общая часть

Основным учитываемым видом повреждения двигателей является многофазное КЗ в области статора. Такое КЗ может вызвать не только разрушение обмоток и стали двигателя, но и понижение напряжения в сети, что приводит к нарушению нормальной работы других потребителей. Поэтому защита от многофазных КЗ должна отключать выключатель двигателя без выдержки времени.

В соответствие с требованиями ПУЭ функции защиты двигателей от многофазных коротких замыканий выполняет МТЗ без выдержки времени. Для двигателей мощностью 2000 кВт и выше рекомендуется применять продольную дифференциальную защиту.

Замыкания одной фазы на землю представляют опасность по условию выплавления стали статора. В сетях с напряжением выше 1000 В защита должна действовать на отключение выключателя без выдержки времени для двигателей мощностью до 2 МВт при токе замыкания на землю $I_C \geq 10$ А. При токах замыкания на землю от 5 до 10 А защита действует на отключение двигателей мощностью свыше 2 МВт. При $I_C < 5$ А защита должна действовать на сигнал.

Основным видом ненормальных режимов работы двигателей является протекание по обмотке статора сверхтоков перегрузки. Это вызывается перегрузкой приводимого механизма, сниженным числом оборотов, обрывом фазы питающей сети, повреждением механической части и т.д. Опасность сверхтоков определяется их тепловым действием. Защита может действовать на отключение, сигнал, разгрузку механизма. Действие на отключение применяется, когда перегрузка не устранима без остановки или при отсутствии постоянного дежурного персонала. Используют также и комбинированные защиты.

Устойчивая работа двигателя возможна, если нагрузка механизма меньше его максимального электромагнитного момента. Выпадение двигателя из синхронизма вызывается снижением напряжения питающей сети, уменьшением тока возбуждения или резким возрастанием нагрузки на приводимом механизме.

Весьма существенным фактором, повышающим устойчивость работы двигателей, является форсировка возбуждения, внедренная в Советском Союзе по инициативе ТУ МЭС и широко используемая на практике.

Вышедший из синхронизма двигатель даже при действии форсировки возбуждения может не втянуться в синхронизм. Так как двигатели не рассчитаны на длительную работу в асинхронном режиме, устанавливается защита от несинхронной работы, действующая на ресинхронизацию, разгрузку или отключение двигателя.

Для обеспечения самозапуска более ответственных двигателей, исключения перегрева двигателей при перегрузке из-за снижения напряжения, обеспечения условий технологии и техники безопасности предусматривается защита минимального напряжения (минимальная защита напряжения). Защита действует на отключение с выдержкой времени, зависящей от выбранной ступени по степени ответственности двигателей в технологическом процессе и условий самозапуска.

2. Расчет уставок защиты для двигателей мощностью 2000 МВт и выше

2.1. Дифференциальная токовая защита.

Первичный ток срабатывания защиты выбирается по условию отстроенности защиты от тока небаланса с учетом апериодической составляющей:

$$I_{\dot{N}C} = \delta \cdot K_{i\dot{O}N} \cdot K_A \cdot K_{iAI} \cdot K_{i\dot{O}NE} \cdot I_{A.\dot{m}} ,$$

где $\delta = 0,1$ - расчетная погрешность трансформаторов тока

$K_{i\dot{O}N}$ - коэффициент отстройки от броска намагничивающего тока, $K_{i\dot{O}N} = 1,4 \div 2$;

K_A - коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока, $K_A = 1,3$ - для РНТ-565, $K_A = 2$ - для РТ-40;

K_{iAI} - коэффициент однотипности, $K_{iAI} = 0,5$;

$K_{i\dot{O}NE} = I_{i\dot{O}NE} / I_{A.\dot{m}}$ - кратность пускового тока.

На двигателях относительно небольшой мощности (до 5000 кВт) допускается принимать $I_{\dot{N}C} = (1,5 \div 2) \cdot I_{A.\dot{m}}$.

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{\dot{N}D} = \frac{I_{\dot{N}C} \cdot K_{\dot{N}O}}{\eta_{\dot{O}O}} ,$$

где $K_{\dot{N}O}$ - коэффициент схемы соединения трансформатора тока, $K_{\dot{N}O} = 1$ - для схемы полная или неполная звезда, $K_{\dot{N}O} = \sqrt{3}$ - для треугольника или соединения трансформаторов тока на разность токов фаз;

$\eta_{\dot{O}O}$ - коэффициент трансформации.

Коэффициент чувствительности:

$$K_x = \frac{I_{\dot{E}Cmin} \cdot K_{\dot{N}O}}{I_{\dot{N}D} \cdot \eta_{\dot{O}O}} ,$$

должен иметь величину ≥ 2 .

2.2. Токовая защита от перегрузки.

Ток срабатывания реле:

$$I_{\dot{N}D} = \frac{K_f \cdot K_{\dot{N}O} \cdot I_{A.\dot{m}}}{K_A \cdot \eta_{\dot{O}O}} ,$$

где K_f - коэффициент надежности, $K_f = 1,2$;

K_A - коэффициент возврата реле, $K_A = 0,8$ для РТ-80;

$K_{\bar{N}\bar{O}}$ - коэффициент схемы соединения трансформатора тока.

Для окончательного выбора реле необходимо определить допустимое время перегрузки двигателя:

$$t = T \cdot \frac{a - K_{I\bar{A}\times}}{K - K_{I\bar{A}\times}},$$

где T - постоянная времени нагрева двигателя (из справочников);

a - коэффициент, характеризующий допусаемое кратковременное повышение температуры, в среднем $a = 1,3$;

K - кратность тока, предшествовавшего верхтоку, по отношению к $I_{I\bar{A}}$.

Разрешается выбирать время допустимой перегрузки по формуле:

$$t = \frac{A}{K^a - 1},$$

где $A = 250$ – для больших и закрытых двигателей;

$A = 150$ – для всех остальных двигателей.

$$K = \frac{I_{\bar{N}\bar{I}}}{I_{\bar{A}\bar{M}}},$$

где $I_{\bar{N}\bar{I}}$ - сверхток перегрузки.

По кривым характеристик времени действия индукционного момента реле типа (рис. 7.1) определяют необходимое время срабатывания при кратности тока, равной 1. В зависимой части характеристики выбирается контрольная точка и определяется время срабатывания реле при токе, соответствующем контрольной точке характеристики.

Следует помнить, что время срабатывания реле на расчетной уставке может иметь погрешность $\pm 10\%$.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки не определяется, так как защита не предназначена для отключения КЗ.

2.3. Защита от замыкания на землю.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\bar{N}\bar{C}} = (I_{\bar{N}\bar{E}} + I_{\bar{N}\bar{A}}) \cdot K_{I\bar{O}\bar{N}} \cdot K_{\bar{A}\bar{D}},$$

где $I_{\bar{N}\bar{E}}$ - емкостной ток кабеля;

$$I_{\bar{N}\bar{E}} = 0,11 \cdot U_f \cdot l,$$

где U_f - напряжение в сети, кВ;

l - длина кабеля, км;

$I_{\bar{N}\bar{A}}$ - емкостной ток двигателя;

$$I_{\bar{N}\bar{A}} = 3 \cdot \sqrt{3} \cdot W \cdot C_w \cdot U_f,$$

где $W = 2\pi \cdot f$;

U_f - напряжение в сети, кВ;

$K_{I\bar{O}\bar{N}} = 1,3$;

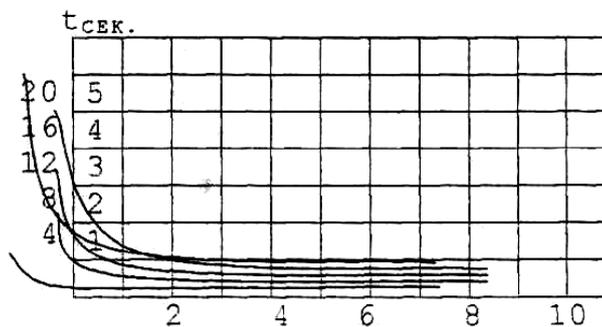
$K_{\bar{A}\bar{D}}$ - коэффициент броска $I_{\bar{N}}$ при внешнем КЗ, $K_{\bar{A}\bar{D}} = 3 \div 4$.

Емкость одной фазы двигателя можно определить по выражению:

$$C_w = \frac{0,0187 \cdot S_{\text{н}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_i} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_i)},$$

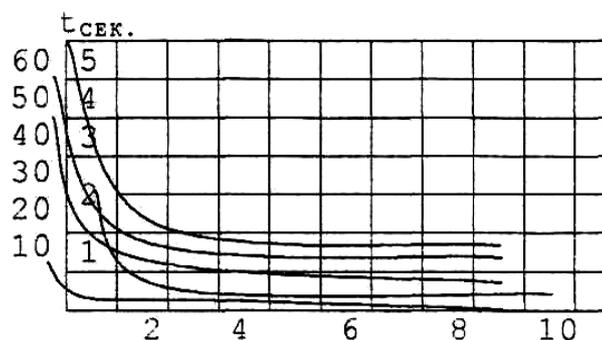
где $S_{\text{н}}$ - полная номинальная мощность двигателя, В·А;

U_i - напряжение сети, В.



а) Уставки на t_{ND} :

1. – 0,5 сек;
2. – 1 сек;
3. – 2 сек;
4. – 3 сек;
5. – 4 сек.



б) Уставки на t_{ND} :

1. – 2 сек;
2. – 4 сек;
3. – 8 сек;
4. – 12 сек;
5. – 16 сек.

Рис 7.1. Характеристика времени действия индукционного элемента:

а) - реле РТ-81/І; РТ-83/І; РТ-85/І;

б) - реле РТ-82/І; РТ-84/І; РТ-86/І;

Коэффициент чувствительности защиты:

$$K_x = \frac{I_{\text{н.}\Sigma} - I_{\text{н.}}}{I_{\text{н.}\zeta}} \geq 2,$$

где $I_{\text{н.}\Sigma}$ - суммарный емкостной ток сети.

2.4. Защита от работы двигателя в асинхронном режиме.

При наличии реле, реагирующего на увеличение тока статора,

$$I_{\text{н.}\zeta} = (1,3 \div 1,4) \cdot I_{\text{н.}}.$$

При наличии защиты от перегрузки ПУЭ рекомендуют совмещать эти две защиты. Но поскольку при применении реле типа РТ-80 защита от перегрузки имеет значительные выдержки времени, это возможно не всегда. Наиболее надежна и выгодна для двигателей с электромашинными возбудителями схема с использованием реле

мощности в цепи статора. Это реле реагирует на изменение угла между током и напряжением статорной обмотки. Для защиты от работы в асинхронном режиме применимо реле мощности любого типа.

Выдержка времени принимается из соотношения:

$$t_{\bar{N}\bar{C}} = t_{\bar{N}\bar{O}} + t_{\bar{I}\bar{O}\bar{N}\bar{E}} + t_{\bar{C}\bar{A}\bar{I}},$$

где $t_{\bar{N}\bar{O}}$ - время срабатывания форсировки, $t_{\bar{N}\bar{O}} = 1 \div 3$ сек;

$t_{\bar{I}\bar{O}\bar{N}\bar{E}}$ - время разгона СД до подсинхронной скорости;

$t_{\bar{C}\bar{A}\bar{I}}$ - время запаса, $t_{\bar{C}\bar{A}\bar{I}} = 2 \div 3$ сек.

2.5. Минимальная защита напряжения.

При осуществлении групповой защиты могут выполняться две ступени минимальной защиты. Выдержку времени первой ступени t_I выбирают из условия отстроенности от времени действия защиты от многофазных КЗ. Обычно t_I принимают равной 0,5 с. Напряжение срабатывания $U_{\bar{N}\bar{C}} = 0,7 \cdot U_I$ принимается из условия обеспечения самозапуска ответственных двигателей.

Выдержку времени второй ступени минимальной защиты по наполнению t_I принимают равной $5 \div 10$ с.

Контрольные вопросы

1. Назвать основные виды повреждений двигателей.
2. Назвать ненормальные режимы работы СД.
3. Дать обоснование выбора типа защиты для двигателей мощностью до 1000 кВт и 3000 кВт.
4. Объяснить последовательность расчёта уставок защиты двигателя от перегрузки.
5. Объяснить последовательность расчёта уставки срабатывания дифзащиты.
6. Объяснить назначение форсировки СД.
7. Объяснить назначение защиты от минимального напряжения.
8. Объяснить принцип действия защиты от асинхронизма.

Литература

1. Быстрицкий Г.Ф. Основы энергетики. – М.: КноРус, 2013. – 278 с. ил.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии. – М.: КноРус, 2015. – 724 с. ил.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение. – М.: Академия, 2013. – 672 с. ил.
4. Кудрин Б.И. Электроснабжение. – М.: Академия, 2013. – 672 с. ил.
5. Шаров Ю.В. Электроэнергетика. – М.: Инфра-М, 2016. – 384 с. ил.
6. Кудинов А.А. Тепловые электрические станции. Схемы и оборудование: Учебное пособие. – М.: Инфра-М, 2015. – 376 с. ил.
7. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования. – М.: Инфра-М, 2013. – 271 с. ил.
8. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник. – М.: Инфра-М, 2016. – 416 с. ил.
9. Сибикин Ю.Д. Технология энергоснабжения: Учебник – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Форум, 2015. – 352 с. ил.
10. Сибикин Ю.Д. Электрические подстанции. – М.: РадиоСофт, 2014. – 141 с. ил.
11. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии/ под ред. В.В. Денисова. – М.: Феникс, 2015. – 382 с. ил.
12. Шабад В.К. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах. – М.: Академия, 2013. – 193 с. ил.
13. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – М.: КноРус, 2016. – 240 с. ил.
14. Важов В.Ф. Техника высоких напряжений: Учебник. – М.: Инфра-М, 2016. – 264 с. ил.
15. Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети. – М.: Юрайт, 2016. – 446 с. ил.
16. Климова Г.Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение. 2-е изд. – М.: Юрайт, 2016. – 179 с. ил.
17. Бачаров Ю.Н. Техника высоких напряжений. – М.: Юрайт, 2016. – 264 с. ил.
18. Хрущев Ю.В. Электроэнергетические системы и сети. Электрические переходные процессы. – М.: Юрайт, 2016. – 153 с. ил.
19. Исмагилов Ф.Р. Основные вопросы проектирования воздушных линий электропередач: Учебное пособие. – М.: Машиностроение, 2015. – 211 с. ил.
20. Фролов Ю.М., Шелякин В.П. Основы электроснабжения. – СПб.: Лань, 2013. – 432 с. ил.
21. Почаевец В.С. Электрические подстанции: Учебник. – М.: Маршрут, 2012. – 492 с. ил.