

บทที่ 10 Protection

ระบบป้องกันเบื้องต้น

Protective Relay คือ อุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจจับความผิดปกติที่เกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระดับแรงดัน High Voltage และทำงานสั่งปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เกิดปัญหาออกจากระบบไฟฟ้า โดยเร็วเพื่อไม่ให้ อุปกรณ์เกิดความเสียหาย โดยจะต้องมีคุณสมบัติที่ดี คือ

1. Reliability (ความน่าเชื่อถือ) แบ่งเป็นย่อยย่อยได้ คือ
 - 1.1 Dependability (ความพึงพาได้)
 - 1.2 Security (ความปลอดภัย)
2. Speed (ความรวดเร็ว)
3. Selectivity (ความสามารถในการแยกแยะได้)
4. Simplicity (ความสะดวกและง่ายในการใช้งาน)

Relay สามารถรับรู้ถึงความผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงได้โดยอาศัย Instrument Transformer 2 ชนิด คือ CT (Current Transformer) และ PT (Potential Transformer)

CT (Current Transformer)

เป็นอุปกรณ์แปลงกระแสต้าน High Voltage ให้เป็นกระแสปริมาณเล็กน้อย เพื่อป้อนให้กับ Relay โดยจะมี Ratio ให้เลือกใช้งานทั้งแบบ Single และ Multi Ratio เช่น 500/5 หรือ 100-2000/5 ใน CT 1 เฟส อาจมี 1 core หรือ 2 core ก็ได้ โดยแต่ละ core จะมี Ratio ของตัวเองเป็นอิสระต่อกัน

ข้อควรระวังของ CT

ห้าม Open Circuit ด้าน Secondary ของ CT ในขณะที่มีกระแสไหลผ่านขดลวดของ CT ด้าน Primary

การต่อใช้งานของ CT

โดยปกติจะใช้ CT ในการแปลงกระแสทั้ง 3 เฟส เพื่อส่งให้ Relay การต่อใช้งานของ CT จะมี 3 แบบ คือ

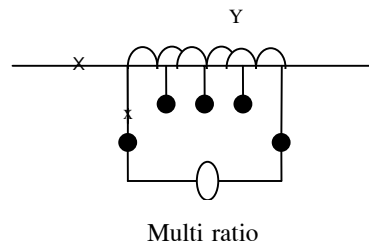
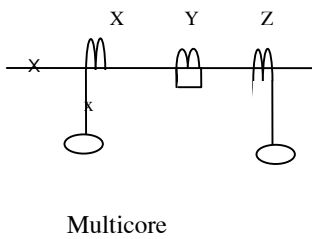
1. แบบ Y ใช้ CT 3 ตัว Detect Fault ได้ทุกเฟส
2. แบบ V ใช้ CT 2 ตัว Detect Fault ได้เฉพาะเฟสที่มี CT

3. แบบ Delta ใช้ CT 3 ตัว ต่อเป็น Delta คุณสมบัติสำคัญคือ จะทำให้กระแส Secondary มี Phase Shift กับกระแส Primary และขนาดของกระแสที่ไหลเข้า Relay จะมีขนาด $\sqrt{3}$ เท่าของกระแสที่แปลงด้วย CT Ratio ปกติ (คุณสมบัตินี้ไม่มีในการต่อแบบ Y และ V)

ข้อแนะนำการ Short CT

เนื่องจาก CT ไม่ควร Open ขณะใช้งาน ดังนั้นการ Short CT จะยึดหลักดังนี้

- พวก Multicore ใน Core ใดไม่ได้ต่อไปใช้งานให้ Short ไว้
- พวก Multiratio เมื่อใช้ Ratio ใดไปแล้ว Terminal ที่เหลือไม่จำเป็นต้อง Short



CT Saturate

คือ การอิ่มตัวของ CT เนื่องจากไม่สามารถ Drive Load ทางด้าน Secondary ของ CT ได้ส่งผลให้ กระแสด้าน Secondary ไม่เป็นไปตาม Ratio ที่กำหนดไว้ (ค่าน้อยลง) หรืออาจไม่มีกระแสออกมาเลย (Completely Saturate)

สาเหตุที่ทำให้ CT Saturate คือ

1. ค่า Load (Burden) ที่ต่อทางด้าน Secondary ของ CT มีค่าสูงกว่า Standard Burden ของ CT
 2. ค่า Fault Current และ DC Component ขณะเกิด Fault มีค่าสูง
 3. ค่า Knee Point Voltage ของ CT มีค่าต่ำกว่าค่า Voltage ที่เกิดขึ้นด้าน Secondary ของ CT ในขณะที่เกิด Maximum Fault Current โดยค่านี้สามารถรู้ได้จาก CT Excitation Curve
- การหาค่า Standard Burden และค่า Max. Fault Current สามารถรู้ได้จากข้อมูลของ CT ที่เรียกว่า CT Accuracy Class เช่น 15 VA 5P20 หรือ C400 เป็นต้น

EX : 15 VA 5P20 มีความหมาย คือ

Standard Burden ของ CT = 15 VA

มี Error ไม่เกิน 5%

P คือความหมายว่าเป็น Protection Class

20 คือ ค่า ALF (Accuracy Limit Factor) คือจำนวนเท่าของกระแสที่ผ่าน CT เทียบกับ Rated Current ของ CT ที่มากที่สุดที่จะทำให้ CT มี Error ไม่เกิน 5% (ปกติค่านี้อย่างมากยิ่งดี เพราะหมายถึง CT Saturate ยาก)

PT

เป็นอุปกรณ์แปลงแรงดันจากระดับ High Voltage ลงมาให้เหมาะสมกับ Relay ทั่วไปจะอยู่ในช่วง 66-115 kV (phase-to-ground) การวัดแรงดันของ PT จะวัดในลักษณะ phase-to-ground เสมอ ดังนั้นในระบบไฟฟ้า เช่น 115 kV (Line to Line) PT Ratio ที่ใช้ก็จะ เป็น $115/\sqrt{3}$ kV / $115/\sqrt{3}$ Volt เป็นต้น บางครั้งจะพบว่ามีการใช้ CCVT (Coupling Capacitance Voltage Transformer) เป็นตัวลด Volt ให้กับ Relay แทน PT ด้วย

ข้อควรระวังของ PT

ห้าม Short Circuit ด้าน Secondary ของ PT ขณะที่ มี Volt อยู่ทางด้าน Primary ของ PT

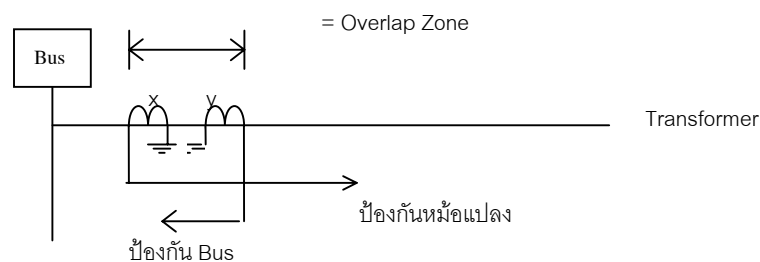
การต่อใช้งานของ PT

ขึ้นกับจุดประสงค์การใช้งานบางครั้งใช้แค่ Phase เดียว บางครั้งต่อทั้ง 3 Phase กรณีต่อแบบ 3 Phase จะมีการต่อ ดังนี้

1. แบบ Y ต่อ PT ครบทุกเฟส โดยต่อด้าน Secondary เป็นแบบ Y ด้วย
2. แบบ Open Delta โดยต่อด้าน Primary เป็นแบบ Y แต่ Secondary เป็นแบบ Delta พบเห็นบ่อยในการใช้เพื่อ Detect Ground Fault กับระบบไฟฟ้าแบบ Unground

Zone of Protection

เป็นการแบ่งพื้นที่การรับผิดชอบของ Relay ออกเป็นส่วนๆ (Zone) เพื่อให้ Relay สามารถแยกแยะส่วนที่เกิด Fault ได้และตัดส่วนของระบบไฟฟ้าออกเท่าที่จำเป็น โดยทั่วไปจะใช้ตำแหน่งของ CT เป็นจุดกำหนดขอบเขตของแต่ละ Zone และการกำหนด Zone ที่เหมาะสม ควรมีสิ่งทีเรียกว่า Over Lap Zone เพื่อป้องกันไม่ให้มีจุดบอด (Blind Spot) ขึ้นในระบบป้องกัน



การคำนวณหาค่ากระแสใด ๆ ในระบบ 3 Phase

$$I = \frac{MVA}{\sqrt{3}kV} \text{ Amp.}$$

โดยค่า kV จะเป็น Line to Line เสมอ และค่า I จะเป็น Amp/Phase

ANSI Code สำหรับ Relay ต่างๆ

50 – Instantaneous O/C Relay	25 – Synchrocheck Relay	27 – U/V Relay
51 – Delay Time O/C Relay	79 – Recloser Relay	59 – O/V Relay
87 – Differential Relay	32 – Reverse Power Relay	81 – U/F Relay
86 – Lock Out Relay	46 – Negative Sequence Relay	
21 – Distance Relay	40 – Loss of Excitation Relay	

การป้องกันหม้อแปลงและ Feeder

การป้องกันหม้อแปลงโดยทั่วไปจะมีสิ่งที่เรียกว่า Self Protection อยู่คือ

1. Buchholz Relay
2. Pressure Relay
3. On load tap changer O/C Relay
4. Winding Temperature/Oil Temperature

ระบบป้องกันเหล่านี้มีไว้ตรวจจับความผิดปกติใน Tank ของหม้อแปลงโดยเฉพาะ เช่นการตรวจจับ Gas ที่เกิดจาก Arc ในขดลวด, แรงดันที่เปลี่ยนแปลงไปใน Tank, การเกิด Overcurrent ขณะเปลี่ยน Tap และอุณหภูมิของขดลวดและน้ำมันที่เพิ่มขึ้นจากการใช้งาน Overload

นอกจากนี้ยังใช้ Protective Relay เข้ามาช่วยป้องกันหม้อแปลงด้วย คือ

1. Over Current Relay (50/51, 50/51G)
2. Differential Relay (87)

Overcurrent Relay (50/51)

การทำงานของ O/C คือ Relay จะให้ Output เมื่อมีกระแสเข้าตัว Relay เกินค่า Setting แบ่งเป็น 2 ชนิดคือ

1. Instantaneous O/C Relay (50)

เป็น Relay ที่ทำงานเมื่อกระแสเกินค่า Setting และให้ Output โดยไม่มีการหน่วงเวลา โดยทั่วไป Operating Time ประมาณ 50-100 ms ใช้ป้องกันอุปกรณ์ทั่วไป เช่น Motor, Transformer ที่อยู่ปลายทางไม่จำเป็นต้องรอเวลาเพื่อ Co-ordinate กับ Relay ตัวอื่น

2. Time Delay O/C Relay (51)

เมื่อกระแสเกินค่า Setting จะมีการหน่วงเวลาที่ตั้งไว้ก่อนจะให้ Output ออกมาสามารถแบ่งได้เป็น

2.1 Definite or Fix Time Delay (เวลาไม่ขึ้นกับกระแส)

2.2 Inverse Time Delay (เวลาแปรผกผันกับกระแส)

นอกจากนี้ใน Inverse Time Delay ยังมีลักษณะของ Curve แบบต่างๆ ด้วย เช่น Normal, Standard Inverse, Extremely Inv., Very Inv. Etc.

ค่าที่ต้อง Set บนตัว O/C

1. Pick Up คือค่า Setting ของ O/C นั้นเอง มีหน่วยเป็น Amp
2. Time Multiple หรือ Dial เป็นตัวกำหนดค่าการหน่วงเวลาในการให้ Output ของ Relay

EX.

ใช้ Overcurrent แบบ Standard Inverse ป้องกัน Feeder ที่มี Load 600A และ Short Circuit Current 2000A ถ้าให้ Relay เริ่ม Pickup ที่ค่า 660 A และใช้ CT 600/1 จงหาค่า Pickup และ Dial ถ้าต้องการให้ Trip เมื่อเกิด Fault ภายในเวลา 1.0 sec.

$$\text{ค่า Pick up} = \frac{660}{600} = 1.1 \text{ A; (110\% } I_{\text{FULL LOAD}})$$

หา Dial จากสูตร

$$t = \frac{0.14}{\left(\frac{I_F}{I_P}\right)^{0.02} - 1} \times \text{Dial; sec}$$

[สมการนี้จะเปลี่ยนไปตามชนิดของ Curve ที่ใช้]

เมื่อ $t =$ Operating time (sec.)

$I_F =$ Fault Current (A)

$I_P =$ Pick up Current (A)

$$1 = \frac{0.14}{\left(\frac{2000}{660}\right)^{0.02} - 1} \times \text{Dial}$$

Dial = 0.24

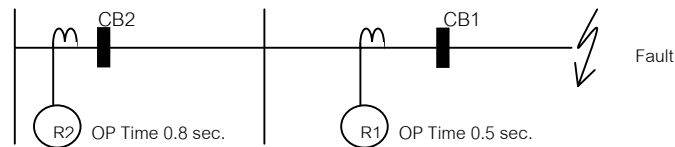
การ Co-ordination

คือ การกำหนดให้ Relay ทำงานร่วมกันตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป (หรือจะเป็น Relay กับ Fuse ก็ได้) โดยกำหนดลำดับการทำงานก่อนหลังกัน คือ ตัวที่อยู่ใกล้ Fault (R1) ควร Clear Fault ก่อน ขณะเดียวกัน Relay ในตำแหน่งที่ห่างออกมา (R2) ก็ต้องรอเวลาขณะหนึ่ง ถ้า Relay ที่ใกล้ Fault Trip Circuit Breaker

1 ไม่สำเร็จ คือ Fault ยังอยู่ Relay ตัวถัดมาก็จะทำงานเพื่อ Clear Fault ให้ได้โดยการ Trip CB2 เวลา
ระหว่าง Relay 2 ตัวมีชื่อเรียกว่า Margin Time หรือ Coordination Time Interval (CTI) ซึ่งถูกกำหนดจาก

1. Circuit Breaker Open Time
2. Arcing Time
3. Relay Operating Time

โดยทั่วไปจะต้อง Set Relay ให้มี Margin Time อย่างน้อย 0.3 sec ขึ้นไปที่ค่า Fault ค่าเดียวกัน



การกำหนด Pickup ของ Phase และ Ground O/C (51 และ 51G)

Phase O/C - ค่า Pickup มักจะขึ้นกับ Load ของสิ่งที่มีนป้องกันอยู่ มักจะใช้ Full Load
(51) Current เป็นตัวกำหนด เช่น 100%, 120% $I_{Full Load}$ เป็นต้น

Ground O/C - ค่า Pickup จะ Set ไว้ต่ำๆ เพื่อให้มีความไวต่อ Ground Fault แต่ต้องสูงกว่า
Unbalance Current ในระบบนั้น มักจะ set ไว้ 20-30% $I_{Full Load}$ ที่ set ต่ำ
ได้เพราะปกติจะไม่มีกระแสไหลผ่าน Relay ตัวนี้เมื่อจ่าย Load ปกติแบบ
Balance

การนำ Phase O/C มาป้องกันหม้อแปลงจำเป็นต้องรู้ข้อมูลต่อไปนี้

1. Transformer Damage Curve เพื่อ set ค่า Dial
2. ขนาดของ Transformer เพื่อ Set ค่า Pick up

Differential Relay (87)

หลักการทำงานของ Diff. Relay คือ ตรวจสอบความแตกต่าง (Different) ของกระแสที่ไหลเข้าและ
ออกจากอุปกรณ์ที่ Relay ปกป้องอยู่ ถ้าแตกต่างกันน้อยไม่เกินค่า Setting ก็จะไม่ถือว่าไม่มี Fault ในอุปกรณ์
นั้น เมื่อนำมาใช้กับหม้อแปลง ก็คือการ Detect กระแส High Side และ Low Side ของหม้อแปลงนั่นเอง

เนื่องจาก Relay นำ Current มาจาก CT ทั้ง 2 ด้านของหม้อแปลง ดังนั้นตำแหน่งของ CT จึงเป็น
ตัวกำหนด Zone และทำงานของ Relay และนี่คือข้อได้เปรียบของ Relay นี้ต่อพวก Self Protection เพราะ
สามารถ Detect Fault บริเวณกว้างกว่า Self Protection ที่จะเห็น Fault เฉพาะที่เกิดในหม้อแปลงเท่านั้น

เนื่องจากหลักการทำงานของ Relay เป็นการ Check ความแตกต่างของกระแสที่ไหลผ่านหม้อแปลง
ทั้ง 2 ด้าน ดังนั้น เราจึงไม่สามารถใช้ Relay นี้ป้องกัน Overload ของหม้อแปลงได้

การ Check ค่ากระแสที่แตกต่างกันของ Relay นี้ ไม่ได้ Check แต่ขนาดของกระแสเท่านั้น จะต้อง Check เรื่องของมุมด้วย เพราะทั่วไปหม้อแปลงที่ไม่ได้ Connect แบบ Y-Y มักจะมีเรื่องของ Phase-Shift เข้ามาเกี่ยวข้องด้วยเสมอ เช่น Y- Δ , Δ -Y ดังนั้น กระแสที่ผ่าน CT แต่ละฝั่งของหม้อแปลงมาเข้า Relay จะต้องถูกแก้ไขเรื่อง Phase Shift ก่อนเสมอ โดยมีหลักดังนี้

- ต่อ CT เป็นแบบ Y เมื่อขดลวดหม้อแปลงฝั่งนั้นเป็นแบบ Delta
- ต่อ CT เป็นแบบ Δ เมื่อขดลวดหม้อแปลงฝั่งนั้นเป็นแบบ Y

ในกรณีที่ไม่สามารถหา Ratio เพื่อลดขนาดของกระแสให้เข้า Relay เท่ากันได้ จำเป็นต้องใช้ Aux. CT มาช่วยปรับขนาดและมุมให้เหมาะสม (Relay ปัจจุบันที่เป็น Digital Relay จะไม่จำเป็นต้องใช้ Aux. CT ต่ออยู่ภายนอก เพราะจะมี Parameter เป็น Software ให้ Set ได้เลย)

EX. ให้หา CT Ratio และ Aux. CT Ratio เพื่อให้มีกระแสเข้า Relay ฝั่งละ 5A หม้อแปลงขนาด 115 kV/22 kV, Dyn1, 50 MVA

$$I_{\text{FULL LOAD High Side}} = 251 \text{ A}$$

$$I_{\text{FULL LOAD Low Side}} = 1312 \text{ A}$$

$$\text{(จาก } I_{\text{FL}} = \frac{\text{MVA}}{\sqrt{3}kV} \text{ A)}$$

$$\text{เลือก CT HV} = 400/5 \text{ ต่อเป็นแบบ Y}$$

$$\text{CT LV} = 2000/5 \text{ ต่อเป็นแบบ Y}$$

ในกรณีนี้เพราะว่ามี Aux. CT มาช่วย ดังนั้นเราจะต่อ CT ทั้ง 2 ฝั่งเป็นแบบ Y ทั้งคู่ก่อน แล้วค่อย มาปรับขนาดและ Phase ด้วย Aux. CT. อีกครั้ง

$$\text{กระแสใน CT HV} = 3.13 \text{ A}$$

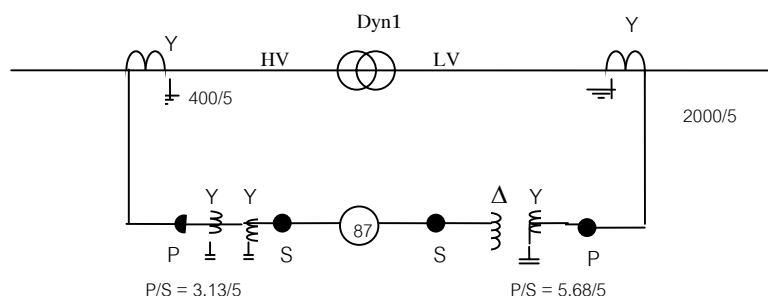
ดังนั้น ถ้าต้องการให้กระแสเข้า Relay 5 A ต้องใช้ Aux. CT Ratio

$$3.13/5 \text{ แต่ต่อแบบ Y-Y}$$

$$\text{กระแสใน CT LV} = 3.28 \text{ A}$$

ดังนั้น ถ้าต้องการให้กระแสเข้า Relay 5 A ต้องใช้ Aux. CT Ratio

$$3.28 \times \sqrt{3}/5 = 5.68/5 \text{ ต่อแบบ Y-}\Delta$$



ผลของการต่อ Delta ของ Aux. CT ฝั่ง LV จะมีผลให้ขนาดของกระแสที่เข้า Relay เพิ่มขึ้น $\sqrt{3}$ เท่า กลายเป็น 5A เท่ากับฝั่ง HV

Note การต่อ CT แบบ Y-Y ไม่มีผลต่อ Phase Angle

ผลของ Vector Group

จากการที่ขดลวดของหม้อแปลงมีการต่อแบบต่างๆ เช่น Y-Delta ทำให้ Voltage และ Current ทั้ง 2 ฝั่งของหม้อแปลงมีการเปลี่ยนแปลงมุมทางไฟฟ้าไปด้วยตัวอย่างเช่น หม้อแปลง Yd1 จะมีมุมทางไฟฟ้า ดังนี้ (ด้าน LV จะ Lag ด้าน HV อยู่ 1 นาฬิกา หรือ 30°)

$$\begin{array}{ll} I_A \ /0^\circ & I_a \ /-30^\circ \\ I_B \ /-120^\circ & I_b \ /-150^\circ \\ I_C \ /+120^\circ & I_c \ /+90^\circ \end{array}$$

จะเห็นว่าถ้าไม่มีการแก้เรื่อง Phase Shift แล้วกระแสที่เข้า Relay ทั้ง 2 ฝั่ง จะมีมุมต่างกัน ทำให้มีผลต่างกระแสอยู่ตลอดเวลา ซึ่งเป็นสาเหตุให้ Relay ทำงานผิดพลาดได้

ผลของ Inrush Current

Inrush Current เป็นกระแสดันหนึ่งที่เกิดขึ้นที่มีการ Close CB High Side เพื่อจ่ายไฟให้หม้อแปลงขณะ No Load (จ่ายไฟด้านเดียวให้หม้อแปลง และ Low Side CB Open อยู่) กระแสดันนี้มีองค์ประกอบเป็น Secondary Harmonic เป็นส่วนใหญ่ (100 Hz) เนื่องจากเป็นกระแสที่เกิดด้านเดียวของหม้อแปลงที่มีการ Close CB จึงอาจทำให้ Diff Relay ซึ่งวัดผลต่างของกระแส 2 ด้านทำงานผิดพลาดได้ (อีกด้านมีกระแสเป็น 0) ดังนั้น Relay ที่ติดตั้งต้องมีคุณสมบัติแยกแยะกระแสนี้ออกจากกระแส Fault ได้ คือ ถ้ามี I diff จากกระแส Fault Relay ต้อง Trip ได้ แต่ถ้าเป็นผลต่างกระแสจาก Inrush นี้ Relay จะต้อง Block การ Trip เนื่องจากไม่ใช่ Fault

Lock Out Relay (86)

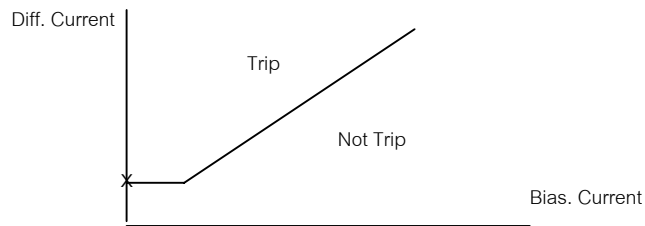
เนื่องจาก Differential Relay (87) เป็น Relay แบบ High Speed มี Operating Time ประมาณ 30-40 ms และจาก Concept การทำงานแสดงว่า Fault น่าจะอยู่ใน Zone บริเวณหม้อแปลง ดังนั้น ก่อนการนำหม้อแปลงกลับเข้าสู่ระบบควรมีการตรวจสอบหาสาเหตุของการ Trip ให้ได้ก่อน จึงมีระบบเรียกว่า Interlock to Close CB ขึ้นมา คือ เมื่อ Relay 87 ทำงานจะสั่ง Trip CB ผ่าน Relay อีกตัวชื่อ Lock Out Relay (86) โดย Lock Out นี้จะมีลักษณะพิเศษคือ เมื่อทำงานแล้วจะค้างต้องให้คนมา Reset ถ้าไม่ Reset จะไม่สามารถ Close CB ได้อีก แต่การ Reset Relay ตัวนี้ในหลักปฏิบัติคือต้องออกไปตรวจสอบหาสาเหตุ

การ Trip ที่บริเวณหม้อแปลงก่อนแล้วจึงจะมา Reset 86 เพื่อ Close CB นำหม้อแปลงกลับเข้าระบบตามเดิม

Bias Differential Relay

เนื่องจากการทำงานของ Diff. Relay อาศัยผลต่างของกระแส 2 ด้านของหม้อแปลงมาเปรียบเทียบกับค่า Setting ซึ่งมักจะ Set ไว้ประมาณ 30% ของกระแส Rated ของ Relay ซึ่งไม่สูงมากนัก บางครั้งอาจจะมี Factor อื่นๆ ที่ทำให้ Relay ทำงานได้ โดยไม่มี Fault คือ

1. ค่า Error ของ CT ทั้ง 2 ฝั่งต่างกัน
2. การเกิด CT Mismatch เนื่องจาก Ratio ของ CT และ Aux. CT ในของจริงไม่ตรงกับที่คำนวณ
3. การทำงานปกติเช่นการเปลี่ยน Tap หม้อแปลง ซึ่งมักจะเปลี่ยนเพียงด้านเดียวของหม้อแปลง ผลทั้ง 3 นี้จะนำไปสู่การทำงานผิดพลาดของ Relay ได้ Relay จึงต้องมีคุณสมบัติที่เรียกว่า Slope ขึ้นมา โดยพิจารณาความสัมพันธ์ของกระแส Bias และกระแส Diff. ก่อนให้ Output ออกไป แทนการพิจารณาแต่กระแส Diff. อย่างเดียว



$$\text{Diff Current} = \text{ผลต่างของกระแสระหว่าง 2 ฝั่งหม้อแปลง } (I_{HV} - I_{LV})$$

$$\text{Bias Current} = \text{ผลเฉลี่ยของกระแสระหว่าง 2 ฝั่งหม้อแปลง } \left(\frac{I_{HV} + I_{LV}}{2} \right)$$

จาก Curve นี้หมายความว่า ค่าการทำงานของ Relay จะสูงขึ้นตามกระแสที่ผ่านหม้อแปลง (Through Current) เช่นเมื่อตอนจ่าย Load ปกติ หรือเกิด Fault นอก Zone ป้องกันทำให้ Relay มีเสถียรภาพดีขึ้น หลีกเลี่ยงการ Trip ผิดได้

Bus Bar Protection

Bus Bar เป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ในสถานไฟฟ้า ดังนั้น เมื่อเกิด Fault ขึ้นที่ Bus จึงเป็นจุดที่มีกระแส Fault สูงสุด Relay ที่ใช้ป้องกัน Bus จึงต้องเป็น Relay ที่มี Reliability สูงมากเพื่อให้แยกแยะระหว่าง Fault ภายใน Bus และนอก Bus ได้

ลักษณะ Bus Differential Relay (87B) แบ่งได้ 2 แบบคือ

1. High Impedance

เป็น Relay ที่มีโครงสร้างภายในเป็น High Impedance โดย Detect Current จากทุก Bay มา Sum กันที่ตัว Relay ในลักษณะขานาน CT ของแต่ละเฟส ดังนั้นในแต่ละ Bay ในภาวะปกติกระแสจะ Sum กันเป็น 0 แต่เมื่อเกิด Fault ที่ Bus ผลการ Sum จะไม่เป็น 0 เพราะมีแต่ Current ไหลเข้า Bus อย่างเดียวไม่มีกระแสออกจาก Bus จึงต้องใช้ CT Ratio เท่ากัน Class เดียวกัน และควรเป็น Max Ratio ของ CT แต่ละ Bay ด้วย

การ Set Relay จะสมมติให้ CT ตัวหนึ่งเกิด Saturate และคำนวณ Voltage Drop คร่อมตัว Relay จนถึง CT ตัวนั้น ดังนั้น ข้อมูลที่ต้องรู้เพื่อนำมาคำนวณ คือ

- CT Internal Resistance
- ความยาวและความต้านทานของสาย Cable ทาง Secondary ของ CT มายัง Relay
- Fault Current (ค่า Fault ต่ำสุดที่ Relay จะทำงานได้ ขึ้นกับจำนวน CT ที่นำมาขานานกัน)

เมื่อคำนวณได้แล้วก็สามารถ Set ค่า Voltage Pick Up ให้สูงกว่าค่าที่คำนวณได้ เพื่อหลีกเลี่ยงการทำงานผิดของ Relay กรณีเกิด External Fault แล้วมี CT Saturate เกิดขึ้น แต่ถ้าเป็น Internal Fault, Voltage ที่เกิดขึ้นคร่อมตัว Relay จะมีค่าสูงกว่าค่าที่ Set มาก ทำให้ Relay Trip ได้ โดยทั่วไปมักจะมี Varister ต่อขนาดกับตัว 87B ไว้เพื่อจำกัดแรงดันไม่ให้ตัว Relay เสียหาย

2. Low Impedance

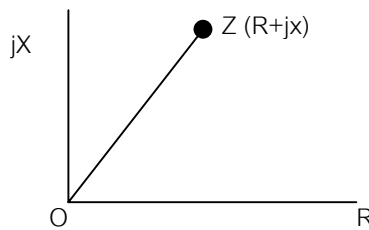
Check ผลรวมของกระแสที่เข้า-ออก Bus ที่ป้องกันอยู่โดยอาศัยการนำ Secondary Current ของ CT แต่ละ Bay เข้ามา Sum กันภายในตัว Relay (แต่ไม่มีการขานาน CT เหมือน High Impedance) ลักษณะเหมือนการทำงานของ 87K (Transfer Diff.) ดังนั้น CT Ratio ของแต่ละ Bay ไม่จำเป็นต้องเท่ากัน เนื่องจากจะมี Matching Transformer (คล้าย Aux. CT) อยู่ภายในเพื่อปรับขนาดอยู่แล้ว มักจะพบ Relay ประเภทนี้กับการจัด Bus แบบ Double Bus Single Breaker ซึ่งต้องมีการทำ Switching ย้าย Bus อยู่บ่อยๆ

การทำงานของ Bus Diff. ทั้ง 2 ประเภทจะให้ Output ออกมาลง Lockout Relay ชื่อ 86B เพื่อนำมา Trip/Interlock CB ทุกตัวที่ติดกับ Bus ที่ Fault แต่จะมีการจัด Bus ในรูป Ring Bus แบบเดียวที่ไม่จำเป็นต้องใช้ 87B

Transmission Line Protection

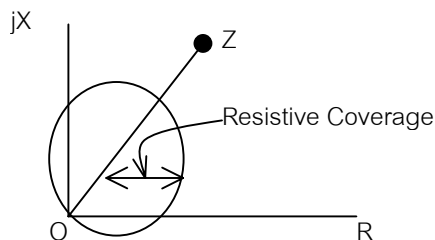
ในการป้องกันสายส่งที่มีค่า Impedance แปรตามขนาดของความยาวของสายส่งนั้น เราจะใช้ Distance Relay (21) เป็นตัวป้องกัน โดยต้องมี Input มาให้ Relay 2 ตัวคือ Voltage จาก PT และ Current จาก CT ในอดีตการป้องกันสายส่งมักจะใช้ O/C Relay แต่เมื่อระบบขยายตัวขึ้นก็พบว่า O/C ไม่สามารถป้องกันได้อีกต่อไป จึงเปลี่ยนมาใช้ Distance Relay แทนเนื่องจากง่ายในการทำ Co-ordination ในระบบที่เป็น Loop Line และมีหลาย Source ขณะเดียวกันก็ไม่ต้องคำนวณค่า Setting และ Co-ordination ใหม่เมื่อ Fault Current เปลี่ยนไปด้วย

เนื่องจากค่า Impedance ของสายส่งประกอบด้วย Resistance และ Reactance ($R+jX$) ดังนั้นเราสามารถ Plot ค่าของสายส่งลงใน R-X Diagram ได้ ดังนี้



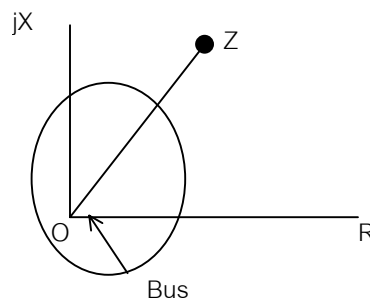
และ Relay ที่ใช้ป้องกันสายส่งก็มี Characteristic แบบต่างๆ ดังนี้

1. Mho



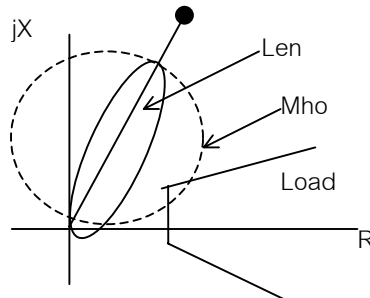
ใช้ป้องกันสายส่งระยะกลางถึงยาวได้ดี ไม่เหมาะกับสายส่งสั้นๆ เนื่องจากจะมี Resistive Coverage แคบลงและให้ Error สูง

2. Offset Mho



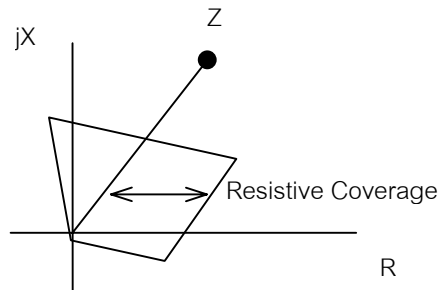
ต้นเหตุแบบ Mho แต่จะมีบริเวณด้านหลังซึ่งสามารถใช้เป็น Back Up ให้กับ Bus ได้และจุดศูนย์กลางของวงกลมไม่ได้อยู่ที่ Origin

3. Lenticular



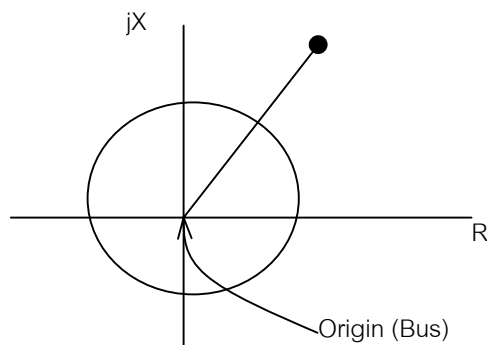
เป็นรูป Len ไว้แก้ปัญหาที่เกิดขึ้นกับ 2 แบบแรกในกรณีนี้ Line ยาวมาก จะทำให้ Trip ได้เมื่อ Load สูงๆ แบบ Len สามารถ Set ขอบเขตการป้องกันสายส่งได้เท่าเดิม โดยลดผลกระทบของ Load ได้ แต่ทั้ง Mho และ Len ก็ไม่สามารถป้องกันการ Trip เมื่อเกิด Power Swing เข้ามาใน Zone ได้ ต้องมี Power Swing Relay เป็นตัว Block อีกที

4. Quadrilateral



เป็น Relay ที่สามารถปรับค่า Resistive Coverage ให้กว้างตามความเหมาะสมกับค่า Arc ได้ดีตลอดความยาวสายส่ง

5. Impedance Relay



เป็น Relay ที่ไม่มีทิศทาง คือ Detect Fault ได้ทั้งด้านหน้า Bus และด้านหลัง Bus มี Characteristic เป็นวงกลมจุดศูนย์กลางที่ Origin และป้องกัน Power Swing ไม่ได้ เช่นเดียวกับ Mho และ Offset Mho

Note การใช้ Distance Relay ทุกประเภทมีข้อจำกัด คือใช้กับสายส่งสั้นมากๆ ไม่ได้ (1-2 Km)

เนื่องจากอาจ Set Relay ไม่ได้และมี Error สูง, ต้องใช้ Input 2 ชนิด, เมื่อเกิด Fault 3 เฟส

ใกล้ๆ อาจทำงานผิดพลาด ถ้าไม่มี Memory Function และการ Configuration ของสายส่งจะมีผลต่อ Relay ด้วย

เนื่องจาก Distance Relay ใช้ป้องกันสายส่ง ซึ่งมีค่า Line Impedance อยู่ในระบบแรงดันสูง ดังนั้นจึงต้องมีการแปลงค่า Impedance ให้ลงมาอยู่ในรูปแบบที่สามารถ Set Relay ได้จากสูตร

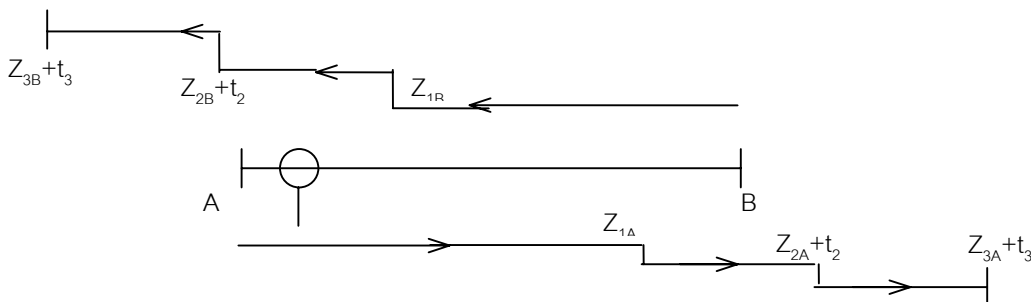
$$Z_{\text{secondary}} = Z_{\text{Primary}} \times \frac{CT_{\text{ratio}}}{PT_{\text{ratio}}}$$

EX. สายส่งความต้านทานทาง $1 + 2j \Omega$ primary ใช้ CT 600/5, PT 115 kV/115 V ค่า Secondary Impedance คือ

$$(1+2j) \times \frac{600}{\frac{5}{\frac{115kV}{115V}}} = 0.12 + 0.24 j \Omega \text{ secondary}$$

Zone ป้องกันของ Distance Relay

ปกติเราจะใช้ Distance Relay ป้องกันสายส่งโดยแบ่งเป็น 3 Zone ต่อ 1 ด้านของสายส่ง คือ



จาก A จะมี 3 Zone มองมาด้าน B (และ B จะมี 3 Zone มองกลับมา A ด้วย) โดย Zone 1 เมื่อเห็น Fault จะ Trip ทันที ในขณะที่ Zone 2 และ 3 จะมี Time Delay t_2 และ t_3 ตามลำดับ

Zone 1

จะ Set ไม่เกิน 80-90% สายส่ง เนื่องจากไม่ต้องการให้เกิด Overreach Trip เมื่อเกิด Fault ในสายส่ง Section ถัดไป

Zone 2

จะ Set ประมาณ 120-150% ของความยาวสายส่งที่ป้องกัน เพื่อเป็น Back Up ให้ Zone 1 และป้องกันส่วนที่ Zone 1 มองไม่เห็น แต่ต้องตรวจสอบว่าค่าที่ Set ต้องไม่ครอบคลุมหม้อแปลงที่ฝั่งตรงข้าม

Zone 3

ควร Set ให้มากกว่า Zone 2 เพื่อเป็น Backup ให้ Zone 1 และ 2 อีกที

Note Distance Relay อาจทำงานไม่ค่อยถูกต้อง กรณีที่มีการ Tap Line อยู่ระหว่างสายส่ง

Note เนื่องจากสายส่งสั้น ๆ จะมีปัญหาในการ Setting และทำงานของ Distance Relay บางครั้งเราจะเลือกใช้ Line Current Differential (87L) แทน เพราะมี Selectivity ดีกว่า Distance Relay

Note

การเกิด Fault แบบ Single Line to Ground จะมีค่าความต้านทานของ Ground มาเกี่ยวข้องกับ ดังนั้นจึงต้องมีการ Compensate ค่านี้ออกไปเพื่อให้ Relay มองเห็นแต่ความต้านทานของสายส่งอย่างเดียว โดยค่า Compensate นี้จะเป็น Factor ตัวหนึ่ง เรียกว่า K_0 หรือ K_N (Residual Compensation Factor)

$$K_0 = \frac{1}{3} \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right)$$

เมื่อ Z_1 = Positive Sequence Impedance ของสายส่ง

Z_0 = Zero Sequence Impedance ของสายส่ง

Recloser Relay (79)

เพื่อให้การจ่ายไฟฟ้ามีความต่อเนื่องมากขึ้น หลังจากเกิด Fault และ Distance Relay สั่ง Trip แล้ว เราจึงใช้ Relay ชื่อ Recloser มาเป็นตัว Close CB ของสายส่งที่ถูก Trip ออกไป โดยอัตโนมัติ โดยต้องตรวจสอบเงื่อนไข ดังนี้

1. ต้องมี Relay มาสั่ง (Initiate) จาก Zone 1 (Instantaneous Trip Contact)
2. Check Status ของ Breaker ว่ามีการ Close อยู่ก่อนและถูก Trip ออกไป
3. ไม่มีการ Block การทำงานจาก Contact ที่เป็น Time Delay เช่น Zone 2, 3 (Delay Trip Contact)
4. ความพร้อมของ Breaker โดยดูจาก Contact Low Air, Low Gas
5. Synchro-check Relay ต้องให้ Output ในการอนุญาตให้ Close CB ได้

การทำงานของ Reclose จะมี Timer เกี่ยวข้อง 2 ตัว คือ

1. Closing Time หรือ Dead Time เป็นเวลาที่หน่วงไว้ก่อนจะยอมให้ CB Close กลับไปได้หลังจาก Check เงื่อนไข 5 ข้อข้างบน เพื่อให้สภาพความเป็นฉนวนของจุดที่เกิด Fault กลับมาเป็นปกติ ก่อน ทั่วไป Set ประมาณ 0.3 – 1 sec.
2. Reclaim Time
เป็นช่วงเวลาหลังจาก CB Close กลับเข้าไปแล้ว ถ้ามีการ Trip อีกครั้งภายในเวลานี้ Relay จะสั่ง Lock ตัวเองไม่ให้ Close ครั้งที่ 2 โดยค่านี้จะขึ้นกับค่า Duty Cycle ของ CB ว่า CB สามารถ Close Trip ติดต่อกันภายในเวลาเท่าใด โดยไม่เกิดความเสียหายปกติจะ Set ประมาณ 5-15 sec.

Note การสั่ง Reclose ของ Relay จะขึ้นกับ Application คือ

- Transmission Line มักจะยอมให้ Reclose แค่ 1 ครั้ง (Single Shot)
- Distribution Line มักจะยอมให้ Reclose ประมาณ 2-3 ครั้ง

Note

การ Lock ตัวเองของ Recloser บางครั้งเรียกว่า Lockout แต่ความหมายจะไม่เหมือนกับ Lock out Relay (86) ที่ใช้กับ Differential Relay ที่ใช้ในการ Trip/Interlock to Close CB การ Lockout ของ Recloser เป็นการ Lock ตัวเองไม่เกี่ยวกับการ Close CB และในการใช้งานของ Distance Relay จะไม่มี Lockout Relay (86) ด้วย

Synchrocheck Relay (25)

เป็น Relay ที่ใช้ช่วยในการ Close CB กลับร่วมกับ Recloser โดยการเปรียบเทียบคุณสมบัติของแรงดันทั้ง 2 ด้านของ CB ตัวที่ถูก Trip ว่าเหมาะสมในการ Close หรือไม่ สิ่งที่ต้องตรวจสอบคือ

1. ขนาดของแรงดันทั้ง 2 ด้าน
2. มุมเฟสของแรงดันทั้ง 2 ด้าน
3. ความถี่ของแรงดันทั้ง 2 ด้าน

ถ้าคุณสมบัติทั้ง 3 อยู่ใน Limit ที่กำหนดไว้ก็จะให้ Output ไปให้ Recloser เพื่อ Close CB ต่อไป ในการ Check คุณสมบัติดังกล่าวจะ Check ก็ต่อเมื่อมีแรงดันทั้ง 2 ด้านของ CB เท่านั้นเรียกว่า Synchrocheck ในกรณีที่ด้านหนึ่งไม่มีแรงดัน ตัว Synchrocheck Relay จะทำงานใน Mode Voltage Check แทนซึ่งจะ Check เฉพาะขนาดของแรงดันอย่างเดียวเท่านั้น ถ้าเป็นไปตามเงื่อนไขก็จะให้ Output เช่นกัน

Generator Protection

แบ่งระบบป้องกันออกเป็น Rotor กับ Stator Protection โดยมีจุดประสงค์เพื่อป้องกัน Generator เสียหายจากสิ่งเหล่านี้

1. Stator Winding Fault ใช้ Relay Differential (87G)
2. Loss of Excitation ใช้ Relay Loss of Field (40) ป้องกัน MVAR ย้อนกลับเข้า Gen.

3. Fault นอก Generator ที่ถูก Clear ไม่สำเร็จใช้เป็น O/C ทั่วไป (51/51G)
4. ปรากฏการณ์บางอย่างในระบบไฟฟ้า เช่น ความถี่เพิ่ม/ลด ใช้ Under/Over Frequency (81)
5. Overload ใช้ Thermal Overload Relay (49)
6. การจ่าย Load แบบไม่สมดุลใช้ Unbalance Relay หรือ Negative Sequence (46)
7. การจ่ายกำลัง (MW) ย้อนกลับใช้ Reverse Active Power Relay (32)

ในส่วนของ Rotor มักจะไม่ค่อยมี Relay พิเศษที่ทำหน้าที่ป้องกัน Rotor แต่จะใช้วิธีการอย่างอื่น เช่น ทำ AC Injection ใน Rotor เพื่อ Detect Rotor Earth Fault ซึ่งมีข้อเสีย คือมักจะมีกระแส Leak ลง Ground ผ่าน Capacitance เสมอ หรือวิธี Potention Meter ก็ได้ โดยทั่วไปจะมีการใช้ Earthing Resistance เป็นตัว Limit กระแสโดยต่อที่จุด Neutral ของ Gen.

Note

มี Relay 2 ตัว คือ 81 และ 32 มีไว้โดยจุดประสงค์เพื่อป้องกัน Turbine Blade โดยเฉพาะ เช่น 81 จะต้อง Set ค่าโดยอาศัย Turbine Blade Resonance Frequency เป็นตัวกำหนดค่า U/F เป็นต้น

Motor Protection

ตัว Motor เป็นอุปกรณ์ Rotating Machine คล้าย ๆ Generator ดังนั้นระบบการป้องกันจะคล้ายกัน เช่น

1. Differential Relay เพื่อป้องกัน Fault ใน Stator เช่น Short Circuit
 2. Thermal Overload ใช้กรณีเกิดแรงดันตก หรือจ่าย Load เกินกำลัง อาจใช้ Undervoltage, Overcurrent หรือ Temperature Relay เพื่อวัดอุณหภูมิของ Rotor ก็ได้
 3. Unbalance Relay หรือ Negative Sequency สำหรับจ่าย Load Unbalance
 4. Instantaneous O/C Relay (50-50N) ไว้ป้องกัน Start Circuit ทั้ง Phase และ Ground
- นอกจากนี้ยังต้องมีระบบป้องกันการ Stall, Lock Rotor, การ Start บ่อยครั้งโดยต้อง Set ตัวระบบป้องกันให้เหมาะสมด้วย

Breaker Failure

Breaker Failure เป็น Back Up Protection ในกรณีที่ Main Protection สั่ง Trip CB แต่ Fault ไม่ Clear เนื่องจาก CB Trip ไม่ออก จึงต้องมีระบบป้องกันเพื่อจำกัดไม่ให้ Fault Current ไหลไปยัง CB ที่ชำรุดและจุดที่เกิด Fault โดยการสั่งปลด CB ทุกตัวที่เกี่ยวข้อง (หรือ CB ทุกตัวที่ติดตัวที่ Fail to Trip) ในบางครั้งจะมี Tripping Scheme คล้าย Bus Bar Protection เช่น กรณีการจัด Bus เป็นแบบ Main and Transfer การทำงานของ Function นี้ประกอบด้วย

1. Main Relay ทำงานและให้ Contact มา Initiate Function นี้
2. Check กระแส Fault โดย O/C Relay แบบ Instantaneous (50BF)

3. Run Timer ซึ่งมักจะ Set ไว้ต่ำกว่าค่า t_2 ของ Distance Relay ฝั่งตรงข้าม เพื่อ Clear Fault ที่สถานีต้นทางให้จบก่อนมีการ Remote Trip จากสถานีรอบๆ

ดังนั้น จะเห็นว่า Breaker Failure นี้จะต้องทำงานหลัง Main Protection ของสถานีต้นทาง และเมื่อทำงานจะอาศัย Lockout Relay ชื่อว่า 86BF เป็นตัวสั่ง Trip และ Interlock CB ทุกตัวที่เกี่ยวข้องด้วย

Directional O/C Relay (67 & 67N)

เป็น O/C Relay ที่มีทิศทาง คือ สามารถเลือกทิศทางการ Trip ได้ว่าต้องการให้ Trip เมื่อ Fault อยู่ด้านใด หลักการทำงาน คือ การเปรียบเทียบมุมทางไฟฟ้าของกระแสที่เข้ามากับปริมาณที่มีทิศทางคงที่เรียกว่า Polarizing Quantity (ซึ่งอาจเป็นกระแสหรือแรงดันก็ได้) ถ้ากระแสที่เข้าตัว Relay ทำมุมกับ Polarizing Quantity ตามเงื่อนไขก็สามารถ Trip ได้ โดยค่ากระแสต้องมากกว่าค่า Pick Up ของ Relay ตัวนั้น