

สำนักวิทยบริการและเทคโนโลยีสารสนเทศ

การออกแบบชุดจำลองสร้างสถานการณ์การสั่งทริป
เบรกเกอร์ด้วยรีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลง
(Designing and experimental kit simulation with
Differential relay to protect a transformer)

โดย

รองศาสตราจารย์ชนบรณ์ ศศิภาณุเดช

สาขาวิชาครุศาสตร์ไฟฟ้า

คณะครุศาสตร์อุตสาหกรรม

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

ลงทะเบียนวันที่	24 เม.ย. 2551
ลงทะเบียน	
เลขหมู่	92 TK 2792 V/470.
ถักรื่อง	
ขอ/ค/บ/ค/ไฟฟ้า	-- 50 --

26 กันยายน 2550

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาออกแบบชุดจำลองสร้างสถานะการณ์ การสังทรูปเบรกเกอร์ด้วยรีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลง

ชุดทดลองนี้จะประกอบด้วย แผงชุดการสังทรูปเบรกเกอร์ แผงโหลดแสงสว่าง แผงโมดูลการพอลต์ลงดินและชุดควบคุมการจับเวลา

ผลการทดลองชุดจำลองนี้สามารถปรับตั้ง I_{d1} และ I_{d2} ที่ 20%, 22.5 % และ 25% และเลือกใช้ความต้านทานจำกัดกระแสลัดวงจรขนาด 800Ω 10 W ได้อย่างเหมาะสม สามารถสังทรูปในเวลา 130 ms ถึง 280 ms การปรับตั้ง % I_d ที่มีค่ามาก ๆ ต้องใช้กระแสลัดวงจรลงดินจำนวนมากขึ้น ทำให้อายุการใช้งานของหม้อแปลงสั้นลง เมื่อทำการทดลองซ้ำ ๆ บ่อยครั้ง

Abstract

This research is a study of designing and experimental kit simulation with differential relay to protect a transformer. The simulation is consisted of breaker tripping unit module, lighting module, ground fault module and control stop clock set.

The results of the study are the ability to set I_{d1} and I_{d2} at 20%, 22.5% and 25% and the suitability to select the limited resistance of short circuit at 800Ω to 10 W . Tripping could be occurred within 130 ms to 280 ms. Furthermore, the setting high value percentage of I_d is possible when the short circuit has been increased which resulted in shortage of transformer life span if the experiment is repeated.

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ	ก
Abstract	ข
บทที่	
1. บทนำ	1
2. การใช้รีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลง	
2.1 รีเลย์แบบผลต่าง (Differential relay 87)	2
2.2 ผลของ Vector Group	5
2.3 ผลของ Inrush Current	3
2.4 Bias Differential Relay	4
3. การทำงานของรีเลย์แบบผลต่าง และการออกแบบชุดทดลอง	
3.1 หลักการทำงานของ CT และค่าการอิ่มตัว	6
3.2 กระแสพุ่งเข้าหม้อแปลง	9
3.3 บล็อกโคอะแกรม	11
3.4 การทำงานและการตั้งค่า	12
3.5 การตั้งค่าพารามิเตอร์โดยใช้สวิตช์ตั้งค่า	13
3.6 การตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} ที่เหมาะสมจากกระแสรีเสแมทซ์	13
3.7 การทดสอบรีเลย์	15
3.8 หม้อแปลงไฟฟ้าขณะไม่มีโหลด	17
3.9 การตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} ที่เหมาะสมจากกระแส inrush ขณะหม้อแปลงไม่จ่ายโหลด	17
3.10 ขนาดความต้านทานรั่วลงดิน	18
4. การทดสอบ	
4.1 การปรับตั้งค่ารีเลย์แบบผลต่าง	19
4.2 การทดสอบกระแส Blocking ขณะหม้อแปลงไม่จ่ายโหลด	19
4.3 การทดสอบ Inrush Blocking 3 ϕ 380V ไม่จ่ายโหลด	20
4.4 การทดสอบกระแส Blocking ของรีเลย์ขณะหม้อแปลงจ่ายโหลด	21
4.5 ข้นการทริป	24
4.6 เวลาการทริป	26
4.7 การทดสอบความต้านทานรั่วลงดิน	28
4.8 การทดสอบการทริปของรีเลย์จากแรงแสราธิตการทดลอง	28

5. สรุปผล	
5.1 สรุปผล	31
5.2 ข้อเสนอแนะ	31
บรรณานุกรม	32
ภาคผนวก	33

บทที่ 1

บทนำ

หม้อแปลงไฟฟ้าถือเป็นหัวใจสำคัญของระบบการจ่ายไฟฟ้าเมื่อใดก็ตามที่มีเหตุขัดข้องกับหม้อแปลง จะทำให้การจ่ายไฟฟ้าหยุดชะงัก แต่ถ้ามีระบบการป้องกันหม้อแปลงที่ดีพอ และสามารถจับความผิดปกติที่เกิดขึ้นกับหม้อแปลงขณะใช้งาน ก่อนที่ความเสียหายจะรุนแรง การป้องกันหม้อแปลงที่มีความเชื่อถือได้ และมีความเร็วสูงก็คือ การใช้รีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลง

การทำงานของรีเลย์แบบผลต่าง จะเป็นการตรวจจับกระแสที่ไหลผ่านหม้อแปลงที่จะป้องกัน โดยรีเลย์จะทำหน้าที่วัดผลต่างของกระแสที่ไหลเข้าและออกจากหม้อแปลง ถ้ามีค่าของผลต่างมากกว่าค่าที่ปรับตั้งไว้ จะทำให้รีเลย์สั่งทรูปเบรกเกอร์

เนื่องจากการใช้รีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลงมีการใช้งานจริงเฉพาะในสถานที่จ่ายไฟฟ้า ค่ากระแสลัดวงจรมีค่าสูงมาก ไม่สามารถทำการสาธิตจำลองสถานการณ์การสั่งทรูปเบรกเกอร์ด้วยรีเลย์แบบผลต่างให้เหมือนกับสถานการณ์จริง การสร้างชุดจำลองสร้างสถานการณ์การสั่งทรูปเบรกเกอร์ด้วยรีเลย์แบบผลต่าง ย่อมทำให้นักศึกษาได้มีโอกาสทดลองการทำงานของรีเลย์แบบผลต่างในสถานการณ์จำลองมากขึ้น

บทที่ 2

การใช้รีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลง

2.1 รีเลย์แบบผลต่าง (Differential relay 87)

หลักการทำงานของ Diff. Relay คือ ตรวจสอบความแตกต่าง (Different) ของกระแสที่ไหลเข้า และ ออกจากอุปกรณ์ที่ Relay ป้องกันอยู่ ถ้าแตกต่างกันน้อยไม่เกินค่า Setting ก็จะทำให้ไม่มี 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 นี้คือพวก Self Protection เพราะสามารถ Detect Fault บริเวณกว้างกว่า Self Protection ที่จะเห็น Fault เฉพาะที่เกิดในหม้อแปลงเท่านั้นเนื่องจาก หลักการทำงานของ Relay เป็นการ Check ความแตกต่างของกระแสที่ไหลผ่านหม้อ แปลงทั้ง 2 ด้าน ดังนั้น เราจึงไม่สามารถใช้ Relay นี้ป้องกัน Overload ของหม้อแปลงได้ การ Check ค่ากระแสที่แตกต่างกันของ Relay นี้ ไม่ได้ Check แต่ขนาดของกระแสเท่านั้น จะต้อง Check เรื่องของมุม ด้วย เพราะทั่วไปหม้อแปลงที่ไม่ได้ Connect แบบ Y-Y มักจะมีเรื่องของ Phase-Shift เข้ามาเกี่ยวข้อง ด้วย เสมอ เช่น Y- Δ , Δ -Y ดังนั้น กระแสที่ผ่าน CT แต่ละฝั่งของหม้อแปลงมาเข้า Relay จะต้องถูกแก้ไขเรื่อง Phase Shift ก่อนเสมอ โดยมี หลักดังนี้

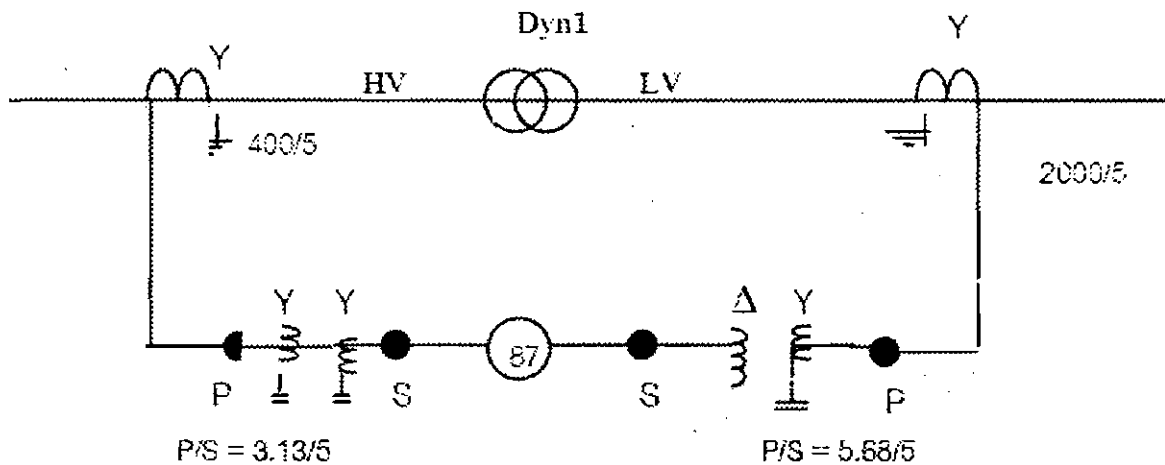
- ต่อ CT เป็นแบบ Y เมื่อขลวดหม้อแปลงฝั่งนั้นเป็นแบบ Delta

- ต่อ CT เป็นแบบ Δ เมื่อขลวดหม้อแปลงฝั่งนั้นเป็นแบบ Y

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

การทำ CT Ratio และ Aux. CT Ratio เพื่อให้มีกระแสเข้า Relay ฝั่งละ 5A หม้อแปลงขนาด 115 kV/22 kV, Dyn1, 50 MVA IFULL LOAD High Side = 251 A กระแส FULL LOAD Low Side = 1312 A

เลือก CT HV = 400/5 ต่อเป็นแบบ Y CT LV = 2000/5 ต่อเป็นแบบ Y ในกรณีนี้เพราะว่ามี Aux. CT มาช่วย ดังนั้นเราจะต่อ CT ทั้ง 2 ฝั่งเป็นแบบ Y ทั้งคู่ก่อน แล้วค่อย มาปรับขนาดและ Phase ด้วย Aux. CT. อีกครั้ง กระแสใน CT HV = 3.13 A ดังนั้น ถ้าต้องการให้กระแสเข้า Relay 5 A ต้องใช้ Aux. CT Ratio 3.13/5 แต่ต่อแบบ Y-Y กระแสใน CT LV = 3.28 A ดังนั้น ถ้าต้องการให้กระแสเข้า Relay 5 A ต้องใช้ Aux. CT Ratio $3.28 \times \sqrt{3}/5 = 5.68/5$ ต่อแบบ Y- Δ



ผลของการต่อ Delta ของ Aux. CT ฟั้ง LV จะมีผลให้ขนาดของกระแสที่เข้า Relay เพิ่มขึ้น $\sqrt{3}$ เท่า กลายเป็น 5A เท่ากับฟั้ง HV สำหรับการต่อ CT แบบ Y-Y ไม่มีผลต่อ Phase Angle

2.2 ผลของ Vector Group

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

$$I_A / 0^\circ \quad I_a / -30^\circ$$

$$I_B / -120^\circ \quad I_b / -150^\circ$$

$$I_C / +120^\circ \quad I_c / +90^\circ$$

จะเห็นว่าถ้าไม่มีการแก้อั้วเรื่อง Phase Shift แล้วกระแสที่เข้า Relay ทั้ง 2 ฟั้ง จะมีมุมต่างกัน ทำให้มีผลต่างกระแสอยู่ตลอดเวลา ซึ่งเป็นสาเหตุให้ Relay ทำงานผิดพลาดได้

2.3 ผลของ Inrush Current

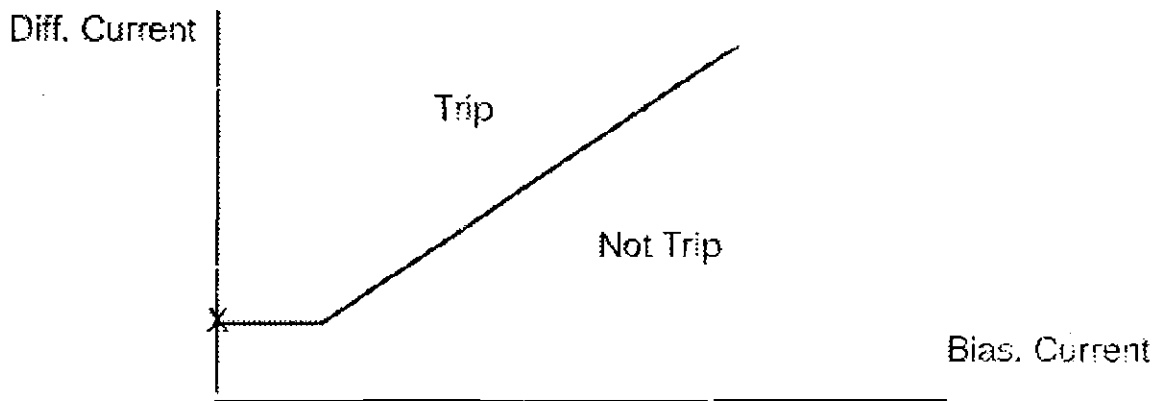
Inrush Current เป็นกระแสดังหนึ่งที่เกิดตอนที่มีการ Close CB High Side เพื่อจ่ายไฟให้หม้อแปลง ขณะ No Load (จ่ายไฟด้านเค็ขวให้หม้อแปลง และ Low Side CB Open อยู่) กระแสดังนี้มี องค์ประกอบ เป็น Secondary Harmonic เป็นส่วนใหญ่ (100 Hz) เนื่องจากเป็นกระแสที่เกิดด้านเค็ขวของ หม้อแปลงที่มีการ Close CB จึงอาจทำให้ Diff Relay ซึ่งวัดผลต่างของกระแส 2 ด้านทำงานผิดพลาดได้ (อีกด้านมีกระแสเป็น 0) ดังนั้น Relay ที่คั้งคั้งต้องมีคุณสมบัติแยกแยะกระแสดังนี้ออกจากกระแส Fault ได้ คือ ถ้ามีกระแสผลต่างจาก กระแส Fault Relay ต้อง Trip ได้ แต่ถ้าเป็นผลต่างกระแสจาก Inrush นี้ Relay จะต้อง Block การ Trip เนื่องจากไม่ใช่ Fault

2.4 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 ในของจริงมีไม่ตรงกับที่คำนวณ
3. การทำงานปกติเช่นการเปลี่ยน Tap หม้อแปลง ซึ่งมักจะเปลี่ยนเพียงด้านเดียวของหม้อแปลง

ผลทั้ง 3 นี้จะนำไปสู่การทำงานผิดพลาดของ Relay ได้ Relay จึงต้องมีคุณสมบัติที่เรียกว่า Slope ขึ้นมา โดยพิจารณาความสัมพันธ์ของกระแส Bias และกระแส Diff. ก่อนให้ Output ออกไป แทนการพิจารณาแต่กระแส Diff อย่างเดียว



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

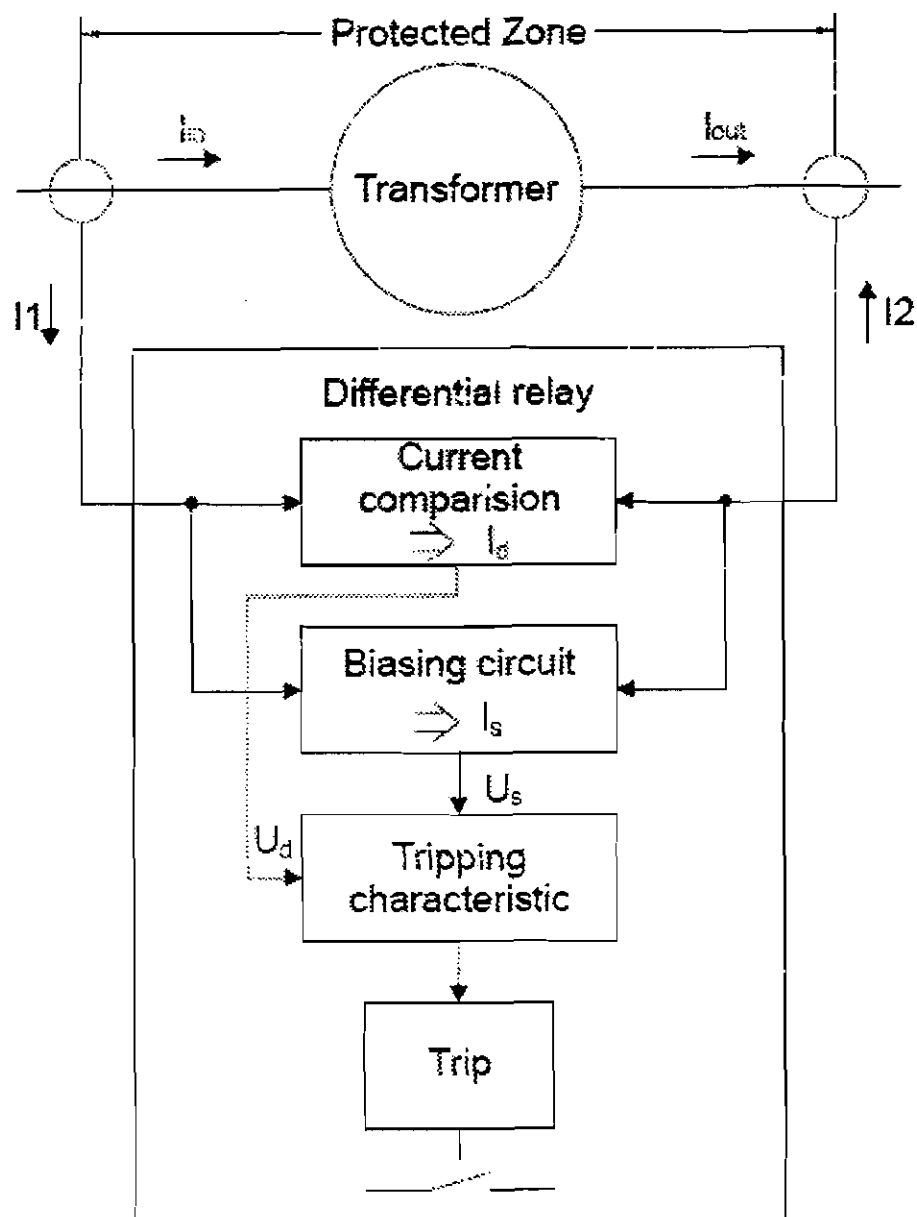
Bias Current = ผลเฉลี่ยของกระแสระหว่าง 2 ฝั่งหม้อแปลง ($\frac{I_{HV} + I_{LV}}{2}$)

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

บทที่ 3

การทำงานของรีเลย์แบบผลต่าง และการออกแบบชุดทดลอง

การทำงานของกรป้องกันหม้อแปลงแบบผลต่าง SEG รุ่น XD1 - T เป็นการเปรียบเทียบค่ากระแสของหม้อแปลง ด้านปฐมภูมิและทุติยภูมิ สำหรับหม้อแปลงในอุดมคติมีอัตราส่วน 1: 1 ทั้งนี้โดยไม่คิดกระแสแมกเนไตซิง (magnetizing current) ทั้งนี้กำหนดให้กระแสที่ไหลเข้า และไหลออกจากหม้อแปลงต้องมีค่าเท่ากัน ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1

ในระหว่างการทำงานปกติ หรือเมื่อเกิดกระแสลัดวงจรภายนอกโซน กระแสทางด้านทุติยภูมิของ CT ทั้งสองด้านจะมีค่าเท่ากัน กระแสความแตกต่าง Id จะเกิดขึ้นก็ต่อเมื่อ พบความผิดพลาดที่เกิดภายใน หม้อแปลง

ปัญหาจากความต่างของกระแส เป็นมาตรการที่จะต้องปรับตั้ง และให้มีเสถียรภาพให้แน่ใจว่า ปราศจากปัญหาต่อการใช้การป้องกันหม้อแปลงแบบผลต่าง

- เกิดจากความผิดพลาดของอัตราส่วน ความแตกต่างของกระแสหม้อแปลง
- เฟสต่างกันระหว่างด้านปฐมภูมิและทุติยภูมิที่มาจากกลุ่มเวกเตอร์ (Vector groups) ของหม้อแปลง
- การทำงานแบบสวิตชิงของหม้อแปลง
- กระแสพุ่งเข้า(imrush) ของหม้อแปลงต้องไม่ก่อให้เกิดการทำงานผิดพลาด

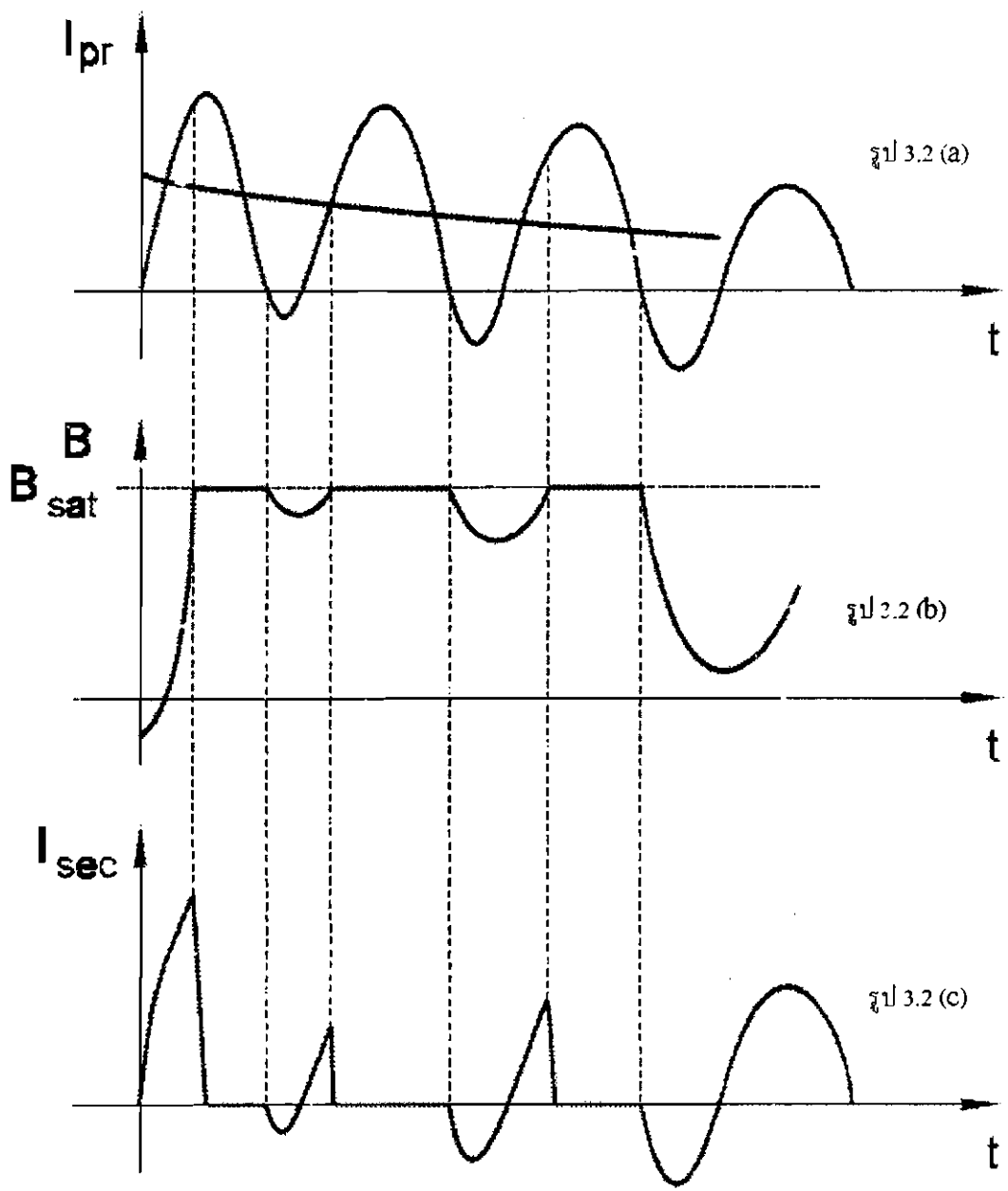
3.1 หลักการทำงานของ CT และค่าการอิ่มตัว

การป้องกันด้วยระบบรีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลง เป็นสาเหตุจากการทรिปี ของกระแสผ่านหม้อแปลงเกิดการอิ่มตัว ในสภาวะ Transient จะเกิดการอิ่มตัวของ CT ทั้งสองด้านของโซนการป้องกัน ทำให้กระแสด้านทุติยภูมิไม่ถูกค้ำอง สอดคล้องกับกระแสด้านปฐมภูมิ รีเลย์แบบผลต่างจะวัดความแตกต่างของกระแสด้านทุติยภูมิของ CT ซึ่งจะไม่ปรากฏทางด้านทุติยภูมิ การทริปีแบบก่อกวนอาจเกิดขึ้นได้

การเกิด Transient เป็นเหตุให้ CT เกิดการอิ่มตัว

- กระแสผ่านจำนวนมาก (ลัดวงจรภายนอก)
- เคนมอเตอร์ขนาดใหญ่
- กระแสการสร้างแม่เหล็กพุ่งเข้าหม้อแปลง
- ฟลัดท์ภายใน

ในรูปที่ 3.2 การอิ่มตัวของแกนเหล็ก CT เกิดจากกระแสลัดวงจรการลัดวงจรทันทีทันใดจะเกิดกระแสองค์ประกอบ DC ดังรูป 3.2(a) กระแสด้านปฐมภูมิที่สูงจะเหนี่ยวนำค่าฟลักซ์ในแกนเหล็ก CT จนถึงขั้นอิ่มตัวแกนเหล็กยังคงเก็บค่าฟลักซ์ที่อยู่ในระดับอิ่มตัว แม้ว่ากระแสด้านปฐมภูมิจะลงสู่ศูนย์ ดังรูปที่ 3.2(b) ทำให้ช่วงเวลาเมื่อ CT อิ่มตัว ก็จะได้แปลงกระแสด้านปฐมภูมิสู่ทุติยภูมิ ทำให้กระแสด้านทุติยภูมิเท่ากับศูนย์ ดังรูป 3.2(c)

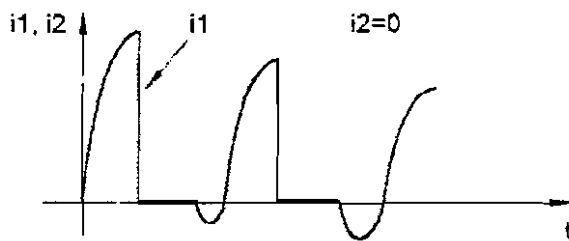


รูปที่ 3.2 เมื่อกระแสของหม้อแปลงอิ่มตัว

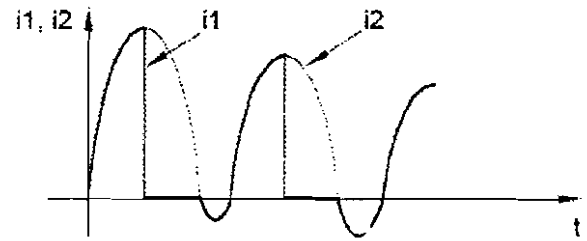
- (a) กระแสด้านปฐมภูมิเกิดกระแส DC
- (b) ฟลักซ์แม่เหล็กอิ่มตัว
- (c) กระแสทุติยภูมิ

ในรูปที่ 3.3 แสดงให้เห็นความต่างของการวัด การอิ่มตัวของ CT ที่ไม่เหมือนกัน กระแสด้านทุติยภูมิของ CT จะอิ่มตัวในขณะที่หม้อแปลงกำลังจรภายใน ความแตกต่างของกระแส I_d จะแทนด้วยค่ากระแสลัดวงจร รีเลย์แบบผลต่างที่จะทริปทันทีทันใด ดังรูป 3.3(a) ถ้ากระแสด้านทุติยภูมิทั้งสองที่เกิดขึ้นทันทีจากฟอลต์ภายนอก กระแส i_1 ของ CT จะอิ่มตัว กระแส i_2 ของ CT จะไม่อิ่มตัว

ความแตกต่างของกระแส i_d จะแทนค่าการวัดความแตกต่างของกระแสซึ่งเป็นค่ากระแสทำงาน ดังนั้นความแตกต่างของกระแสที่เกิดจากการฟลัดต์ภายนอก จะมีจุดอิมิตัวของ CT ทั้งสองไม่เหมือนกันทำให้รีเลย์แบบผลต่างจะไม่ทริป



(a) ฟลัดต์ภายในรีเลย์แบบผลต่างจะทริปทันที



(b) ฟลัดต์ภายนอก i_1 ของ CT จะอิมิตัว i_2 ของ CT จะไม่อิมิตัว รีเลย์แบบผลต่างจะไม่ทริป

รูปที่ 3.3 เปรียบเทียบกระแส CT อิมิตัว โดยกระแส DC เมื่อเกิดฟลัดต์ภายใน

การตรวจจับการอิมิตัวของกระแสผลต่างดังนี้

- อัตราการเปลี่ยนแปลงความแตกต่างของกระแส $d(i_d/dt)$
- รูปคลื่นของ $d(i_d/dt)$
- ฟลัดต์ภายใน/ภายนอก
- ช่วงเวลาของการอิมิตัวภายใน 1 ไซเคิล
- อิมิตัวของ DC หรือ AC

จากข้อมูลข้างต้นสามารถควบคุมได้โดย

การเกิดฟอลต์ภายนอกเท่านั้นจะสกัดกั้นวงจรการทริป

- การตรวจจับกระแส DC อิมตัว การวัดความแตกต่างของกระแสจะต้องถูกสกัดอย่างสมบูรณ์
- การตรวจจับกระแส AC อิมตัว ในช่วงเวลาอิมตัวจะต้องสกัดกั้นภายใน 1 ไซเคิล
- ตรวจจับ transient ทั้งหมด จะเปลี่ยนการทริปเป็นอย่างหายๆ การควบคุมวงจรสกัดกั้นการทริปจะจำกัดค่าสูงสุดที่ 1.7 วินาที

การอิมตัวของ CT ที่เกิดจากผลของฟอลต์ภายนอก รีเลย์ยังคงจำกัดค่าจากผลการวัด ของการฟอลต์ภายนอก โชน อย่างไรก็ตามถ้าเกิดฟอลต์ภายใน โชน การสกัดกั้นที่จะข้ามไป และรีเลย์ก็จะทริปทันทีทันใด

ในทำนองเดียวกันถ้าเกิดฟอลต์จากกระแสสร้างแม่เหล็กพุ่งเข้าของหม้อแปลง ก็จะตรวจจับทันที และรีเลย์แบบผลต่างก็จะทำการทริปอย่างถูกต้อง

3.2 กระแสพุ่งเข้าหม้อแปลง

ในช่วงแรกที่จ่ายไฟกระแสจะพุ่งเข้าหม้อแปลง กระแสพุ่งเข้าจะไหลชั่วขณะ กระแสพุ่งเข้านี้จะเกิดขึ้นในครั้งแรกที่จ่ายกำลังงานไฟฟ้า กระแสด้านหนึ่งจะไม่เท่ากับอีกด้านหนึ่งของหม้อแปลง จำนวนกระแสพุ่งเข้าทั้งหมดที่จะปรากฏเป็นกระแสแตกต่าง เป็นเหตุให้รีเลย์แบบผลต่างเกิดการทริปมาจากความไม่เสถียรที่เกิดจากกระแสพุ่งเข้า

ตามลักษณะของกระแสพุ่งเข้า ประกอบด้วย 3 องค์ประกอบ จากความผิดปกติของกระแส

องค์ประกอบดีซี (DC Component) เป็นการแทนค่าที่ต่ำสุดในหนึ่งเฟสของกระแสพุ่งเข้า ที่เกิดขึ้นเมื่อรับพลังงานทันที

ฮาร์โมนิกที่สอง (Second harmonics) เป็นการแทนค่ากระแสพุ่งเข้าทั้งหมดที่เกิดฟลักซ์ทิศทางเดียวในแกนเหล็กหม้อแปลง

ฮาร์โมนิกที่ห้า (Fifth harmonics) เป็นการแทนค่ากระแสขึ้นอยู่กับการกระตุ้นชั่วคราว

รีเลย์แบบผลต่างรุ่นนี้ไม่เพียงแต่จะตรวจจับการอิมตัวของ CT แล้วยังสามารถป้องกันกระแสพุ่งเข้าหม้อแปลงอีกด้วย

กระแสแบบผลต่าง Id แต่ละเฟสจะถูกแยกจากกัน สัญญาณ Id จะผ่านตัวกรองตรวจจับสภาพ Transient ขณะเกิดองค์ประกอบ DC, ฮาร์โมนิกที่สองและฮาร์โมนิกที่ห้า

ดังนั้นทั้งสามองค์ประกอบ จะมีการตรวจจับกระแสพุ่งเข้า เพื่อกำจัดสกัดกั้นผลต่างการป้องกันเหล่านี้

องค์ประกอบ DC	20% - 60% ของ Id
ฮาร์โมนิกที่สอง	20% - 50% ของ Id
ฮาร์โมนิกที่ห้า	10% - 50% ของ Id

ผลของการด้านการทำงานเพื่อสกัดกั้นจากผลที่เกิดรวมกันของสามองค์ประกอบ ถ้ารวมกันทั้งสาม องค์ประกอบที่จะเลือกใช้ค่าต่ำสุด

มาตรการผสมด้านการทำงานของสามองค์ประกอบสำหรับรีเลย์รุ่นนี้

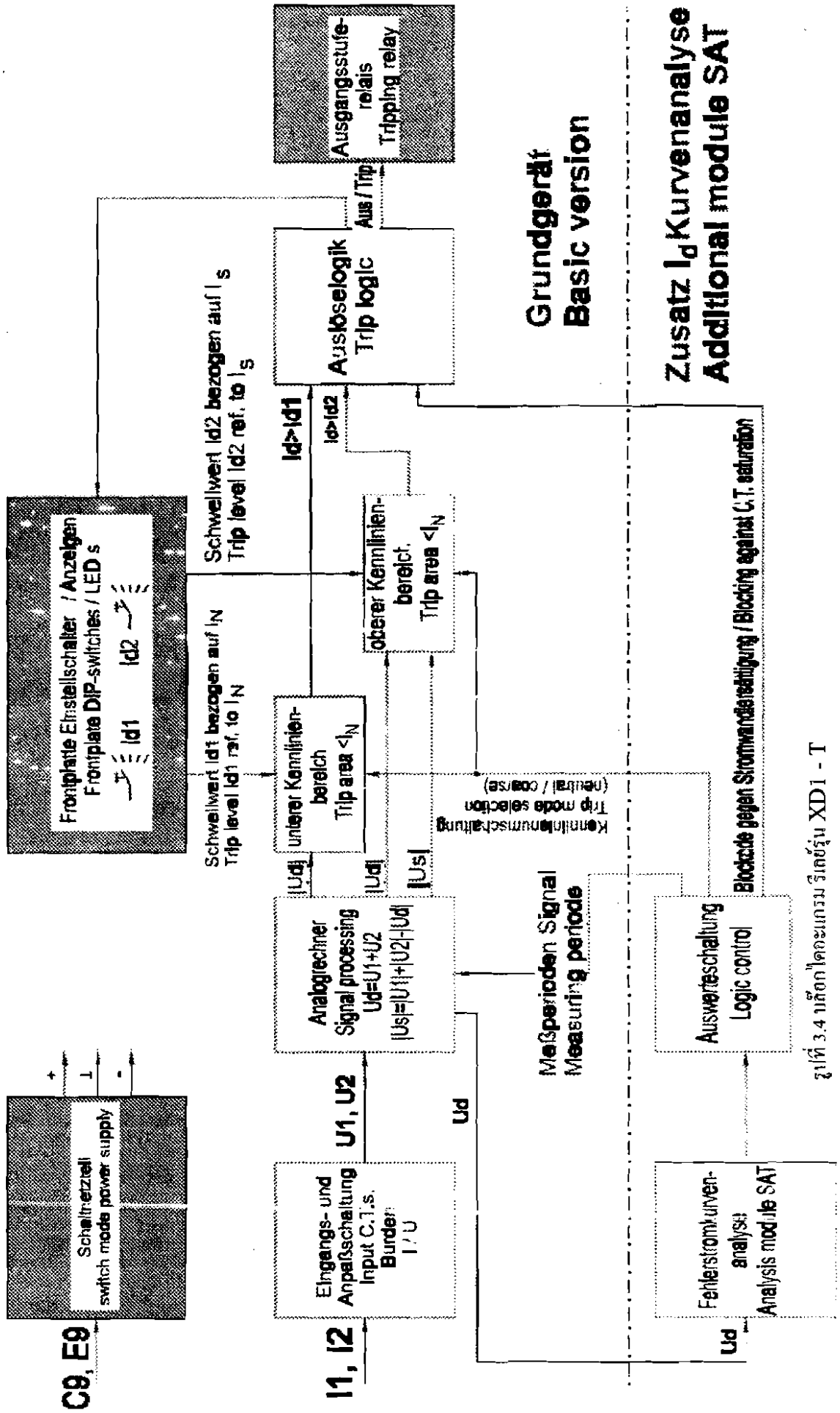
- ควบคุมกระแสฟุ้งเข้ามีเสถียรภาพเชื่อถือได้
- ทริปเร็วถ้าหม้อแปลงมีจุดบกพร่อง
- มีคุณสมบัติยับยั้งการอ้อมตัวของ CT

การป้องกันเพื่อสกัดกั้น (Blocking) จะเกิดขึ้นในขณะที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าครั้งแรกเท่านั้น การควบคุมการยับยั้งเมื่อมีฮาร์โมนิกในระหว่างการทำงานตามปกติ การต่อต้านก็จะเป็นเช่นเดียวกับการอ้อมตัวของ CT แต่ถ้าเกิดฟอลต์ขึ้นก็จะตรวจจับทันที (ms) แต่ในขณะที่เกิดฟอลต์ภายนอกจะไม่ทำให้เกิดการทริป

กระแสสกัดกั้นฟุ้งเข้า (Inrush blocking) จะหยุดก็ต่อเมื่อ

- กระแสผลต่าง Id ต่ำกว่าคุณลักษณะการทริป (tripping characteristic)
- กระแสผลต่าง Id เมื่อเกิดฟอลต์ภายในสอดคล้องกับฮาร์โมนิกที่เกิดขึ้น
- กระแสผลต่าง Id เกินกว่า 1.5 เท่าของกระแสที่ระบุ (I_n) หรือ $I_n=1A$
- ช่วงเวลาที่กำหนดไว้ตายตัว เลขค่านั้นไป

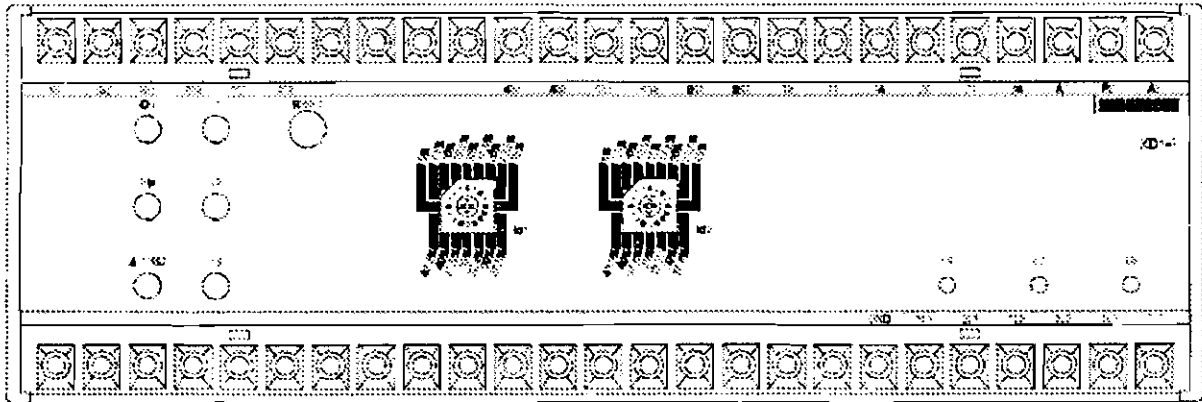
3.3 บล็อกไดอะแกรม



รูปที่ 3.4 บล็อกไดอะแกรม รีเลย์รุ่น XD1 - T

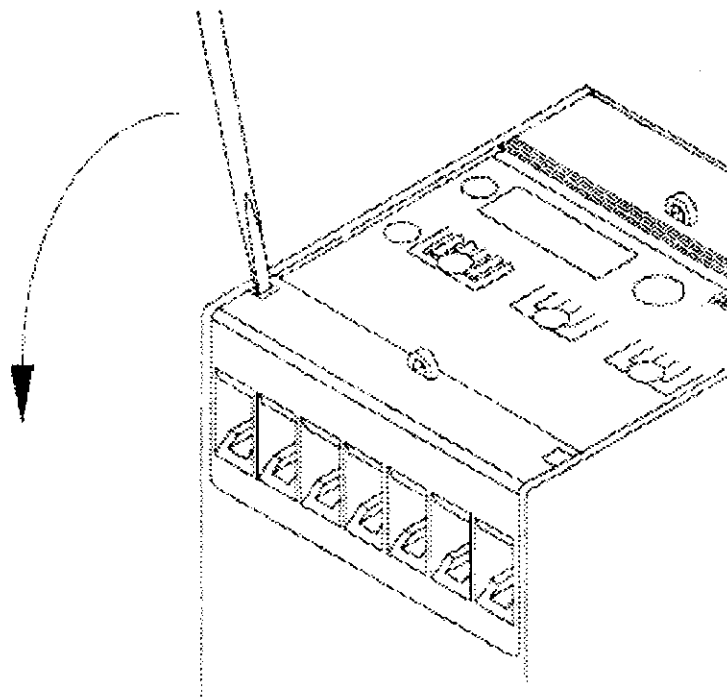
3.4. การทำงานและการตั้งค่า

ชุดการทำงานทั้งหมด รวมทั้งชุดแสดงผลของรีเลย์นี้จะอยู่ด้านหลังหน้าดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 รีเลย์แบบผลต่างรุ่น XDI-T

การตั้งค่าจะต้องแผ่นพลาสติกใสที่ปิดไว้ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 การเปิดแผ่นพลาสติกใส

หลอดแสดง LED

หลอด LED “ON” เป็นการแสดงผลความพร้อมของการทำงานเมื่อจ่ายไฟเลี้ยง 220V หลอด LED แสดง L1, L2, L3 และ TRIP จะจัดแสดงชี้การเกิดฟอลต์ ส่วนหลอด LED $\Delta/2/\infty$ จะเป็นตัวชี้กระแสพุ่งเข้า

ปุ่มกดตั้งใหม่ (Reset push button)

ปุ่มกดตั้งใหม่ จะใช้ให้ปรับและตั้งค่าภายหลังจากที่ LED แสดงผลการทริป

โพเทนติโอมิเตอร์ (Potentiometer)

3.5 การตั้งค่าพารามิเตอร์โดยใช้สวิทช์ตั้งค่า

รีเลย์รุ่นนี้ มีสวิทช์ตั้งค่า 2 สวิทช์ สำหรับทริปปรับตั้งคุณลักษณะการทริป

I_{d1} แทนค่าการปรับตั้ง ภายได้พื้นที่ต่ำกว่ากระแสระบุ (I_n) การตั้งค่า I_{d1} จะสัมพันธ์กับกระแสระบุของรีเลย์ และเป็นอิสระเมื่อกระแสไหลผ่าน

I_{d2} แทนค่าการปรับตั้ง ภายได้พื้นที่สูงกว่ากระแสระบุ การตั้งค่า I_{d2} จะสัมพันธ์กับกระแสต่อต้าน (biasing current) หรือกระแสเสถียร (stabilizing current) I_s กระแส I_s เป็นอีกด้านหนึ่งที่ไหลผ่านโซนการป้องกัน พื้นที่ด้านการทำงานนี้ จะมีความจำเป็นเมื่อเกิดฟอลต์ภายนอก กระแสสูงที่เกิดจากฟอลต์ภายนอกส่งผลให้กระแสเกิดการต่อต้าน กระแสผลต่างจำนวนมากที่ไหลผ่านจากการเปลี่ยนแทปหม้อแปลง หรือเกิดขึ้นขณะมีสแมทซ์ (mismatch) ของกระแสหม้อแปลง คุณลักษณะกระแสต่อต้านระนาบเอียง เป็นการหลีกเลี่ยงการทำงานผิดพลาดของรีเลย์ ภายได้สภาวะนี้

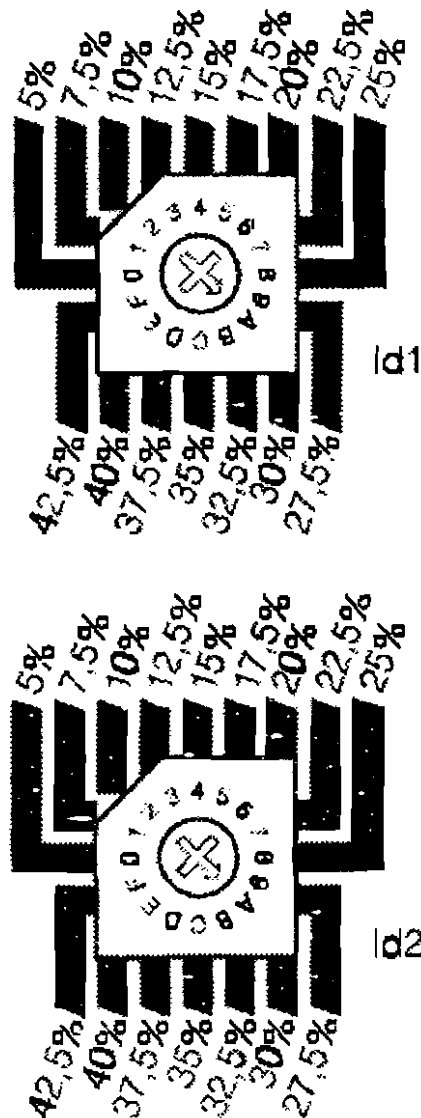
การใช้สวิทช์ตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} ดังรูป 3.7

3.6 การตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} ที่เหมาะสมจากกระแสมีสแมทซ์

เนื่องจากกระแส I_1 และ I_2 ในอุดมคติจะมีกระแสเท่ากัน แต่ในทางปฏิบัติกระแสดังกล่าว จะมีความผิดพลาดอันมีสาเหตุมาจากกระแสมีสแมทซ์ ดังนี้

- อัตราส่วนผิดพลาด ของเฟสที่เลื่อนไปของ CT เช่น CT รุ่นนี้ ถ้าอัตราส่วน CT ผิดพลาดใน 3 % ของกระแสที่ระบุ เมื่อกระแสที่ระบุเพิ่ม 20 เท่า กระแสอัตราส่วน CT จะผิดพลาดถึง 10%

- การเปลี่ยนแปลงหม้อแปลงขณะจ่ายโหลด $\pm 10\%$ กระแสอัตราส่วน CT ก็จะมีผิดพลาด $\pm 10\%$ เช่นเดียวกัน



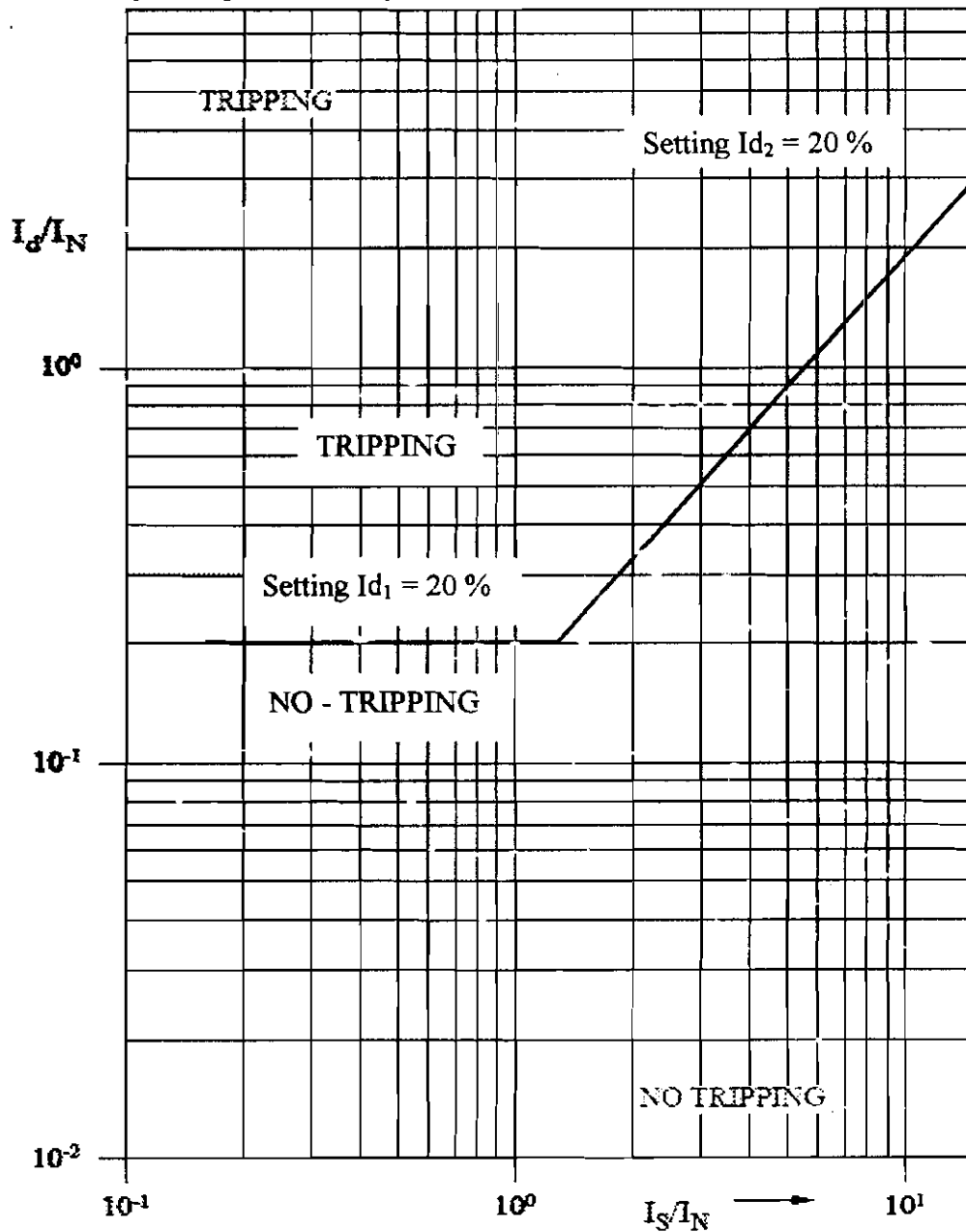
รูปที่ 3.7 การปรับตั้งสวิตช์ตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} 30%

กระแสमितแมทซ์รวม 31% $\left\{ \begin{array}{l} 3\% + 3\% \quad \text{สำหรับความผิดพลาดของ CT (CT มี 2 ตัว)} \\ 10\% \quad \text{สำหรับการเปลี่ยนแทปหม้อแปลง} \\ 15\% \quad \text{สำหรับเพื่อความปลอดภัย} \end{array} \right.$

ดังนั้นจึงตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} ที่ 30% (สำหรับด้าน primary มีการเปลี่ยนแทป) แต่เนื่องจากรีเลย์ตัวนี้ นำมาใช้ทดสอบในห้องปฏิบัติการสำหรับนักศึกษา จึงไม่มีการเปลี่ยนแทปหม้อแปลง ทั้งด้าน primary และ secondary

กระแสमितแมทซ์รวม 21% $\left\{ \begin{array}{l} 3\% + 3\% \quad \text{สำหรับความผิดพลาดของ CT} \\ 15\% \quad \text{สำหรับเพื่อความปลอดภัย} \end{array} \right.$

ดังนั้นจึงตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} ไว้ที่ 20% ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 การตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} 20%

3.7. การทดสอบรีเลย์

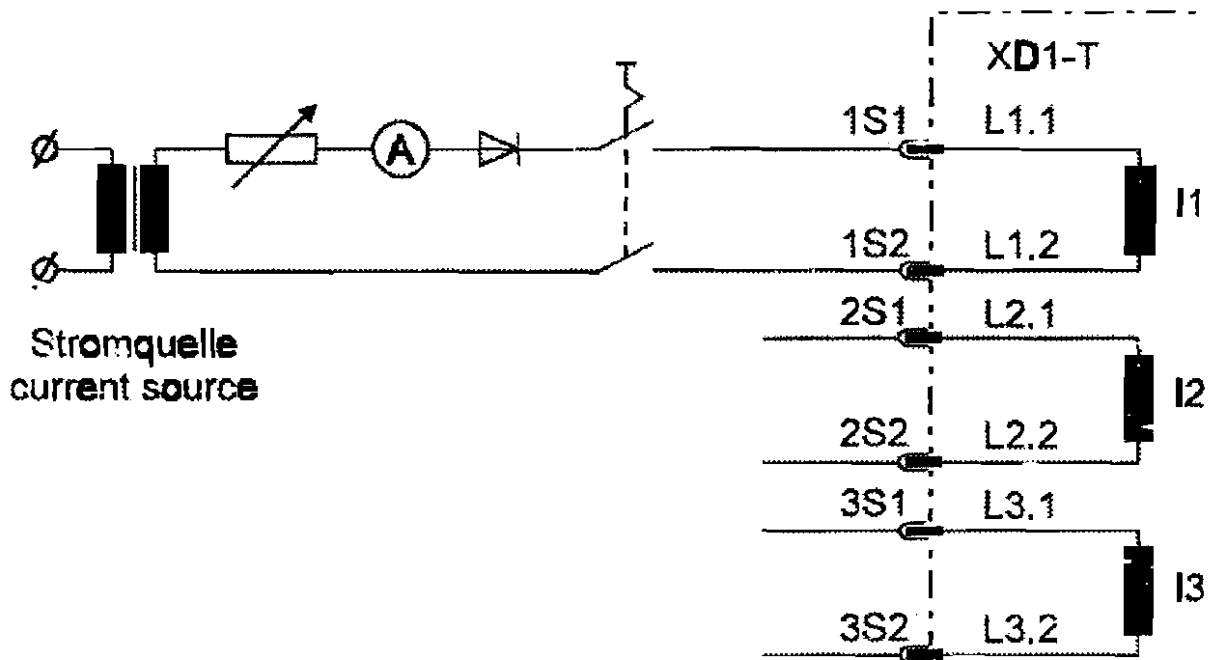
ต่อต้านปรุณภูมิและทุติยภูมิของ CT และต่อให้ถูกต้องกับค่าแมทริงภายใน CT ตรงกับรุ่นรีเลย์ผลต่างนั้น ๆ

3.7.1 ระดับการทริป I_{d1}

ป้อนกระแสอินพุตให้สอดคล้องกับวงจร และตรวจสอบค่ากระแสการทริป

- ด้านหม้อแปลงต่อเป็นสตาาร์ (Y) ส่วน CT ภายในรีเลย์ ถูกต่อเป็นเดลตา (Δ) เท่ากับ 1.73 เท่าของ I_{d1}

3.7.2 การสกัดกันกระแสพุ่งเข้า (Inrush current blocking) วงจรทดสอบตามรูป 3.9



รูปที่ 3.9 การทดสอบการสกัดกันกระแสพุ่งเข้า

1. ปรับตั้งกระแสอินพุตประมาณ 1.5 เท่าของกระแสระบุจนกระทั่งไม่สกัดกัน (NO Blocking) หลอด LED TRIP จะไม่สว่างแสดงผล
2. ถ้าหลอด LED $\Delta/2/\infty$ ติดแสดงผล หลังจากนั้น เวลา 3.5s หลอด LED TRIP

การทดสอบดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 แสดงค่ากระแสค่าสุดที่รีเลย์ทำงานตาม % I_{d1} (5% - 42.5%)

% I_{d1}	5	7.5	10	12.5	15	17.5	20	22.5	25	27.5	30	32.5	35	37.5	40	42.5
Current setting 1.5 เท่า (A)	0.075	0.1125	0.15	0.1875	0.225	0.2625	0.3	0.3375	0.375	0.4125	0.45	0.4875	0.525	0.5625	0.6	0.6375

3.8 หม้อแปลงไฟฟ้าขณะไม่มีโหลด

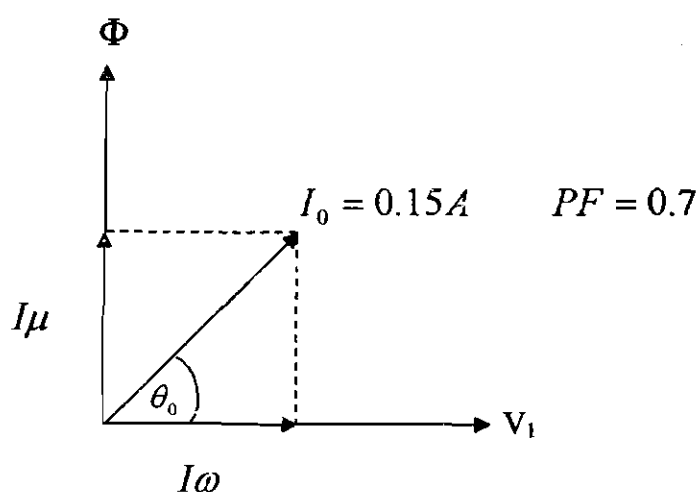
ในขณะที่หม้อแปลงยังไม่จ่ายโหลด จะพบว่ากระแสไหลผ่านเข้าที่ขดลวดด้าน primary เท่านั้น ซึ่งเป็นสาเหตุมาจากอิทธิพลของรีเลย์ และจากกระแสไหลวนในแกนเหล็ก

$$I\omega = I_0 \cos\theta_0$$

$I\omega$ เป็นกระแสที่ Inphase กับ V_1 ที่เกิดจากกระแสสูญเสียในแกนเหล็ก

$$I\mu = I_0 \sin\theta_0$$

$I\mu$ เป็นกระแสแมกเนไตซิงค์ ที่เกิดจากกระแสสร้างสนามแม่เหล็กค้ำวงจรในรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 หม้อแปลง LAYBOLD ขณะไม่จ่ายโหลด

I_0 = กระแสด้าน primary ของหม้อแปลงขณะไม่จ่ายโหลดเช่นหม้อแปลง LAYBOLD รุ่น 745 – 50
3 ϕ 400/400 V Y/Y

$$\text{กระแส } I_0 = 0.15 \text{ A}$$

$$\cos\theta_0 (PF) = 0.7 = 45.57^\circ$$

$$I\omega = I_0 \cos\theta_0 = 0.15 \times 0.7 = 0.105 \text{ A}$$

$$I\mu = I_0 \sin\theta_0 = 0.15 \times 0.714 = 0.107 \text{ A}$$

3.9 การตั้งค่า Id_1 และ Id_2 ที่เหมาะสมจากกระแส inrush ขณะหม้อแปลงไม่จ่ายโหลด

- หม้อแปลง LAYBOLD รุ่น 745 – 50

$$I_0 = 0.15 \text{ A} \quad PF = 0.7$$

- รีเลย์รุ่น DXI – T CT ภายในจะถูกต่อเป็น Δ การปรับตั้ง Id_1 จะเป็น 1.732 เท่า

- ค่าปรับตั้งรีเลย์แบบผลต่าง 1.5 เท่าของกระแสปรับตั้ง

$$\therefore \text{กระแสไหลผ่านรีเลย์} = 0.15 \times 1.732$$

$$= 0.2598 \text{ A}$$

จากตารางที่ 3.1 ให้ตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} ที่ 17.5% ค่ากระแสปรับตั้ง 0.2625 A แต่ในทางปฏิบัติ ค่ากระแสขณะไม่จ่ายโหลดอาจไม่เท่ากันทุกเฟส

∴ ให้ปรับตั้ง I_{d1} และ I_{d2} ตั้งแต่ 20 – 25%

3.10 ขนาดความต้านทานรั่วลงดิน

การปรับตั้ง I_{d1} และ I_{d2} ไว้ตั้งแต่ 20% ถึง 25% ซึ่งเป็นค่ากระแส inrush ในตารางที่ 3.1 ดังนั้นขนาดของ R_G ต้องไม่ให้เกิดกระแสลัดวงจรรุนแรง เนื่องจากการทดสอบของนักศึกษาต้องทำการลัดวงจรซ้ำ ๆ เพื่อดูลักษณะการลัดวงจร จึงควรเลือกใช้กระแสลัดวงจรเพียง 20 - 25% ของกระแสฟลัก ก็เพียงพอ ดังนั้นขนาดความต้านทาน R_G

$$I_G = 20\% \text{ ของกระแสฟลักหม้อแปลง (1 A)}$$

$$= 0.2 \times 1 = 0.2 \text{ A}$$

$$R_G = \frac{220}{0.2} = 1100 \text{ } \Omega \text{ เลือกใช้ } 1000 \text{ } \Omega$$

เวลาการทริปของรีเลย์รุ่นนี้ 100 ms

$$E = W.t$$

$$= I^2 R \times t$$

$$= (0.2)^2 \times 1000 \times \frac{100}{1000}$$

$$= 4 \text{ W.s}$$

เมื่อความปลอดภัย 1.5 เท่า = $4 \times 1.5 = 6 \text{ W.s}$

เลือกใช้ 10 W.s ดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ขนาดความต้านทานรั่วลงดิน

% การปรับตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2}	กระแสรั่วลงดิน (A)	ขนาดความต้านทาน (R_G (Ω))	$E = W \times t$ (W.s)
20 %	0.2 A	1000 Ω	10
22.5 %	0.225 A	950 Ω	10
25 %	0.25 A	800 Ω	10

บทที่ 4

การทดสอบ

ได้มีการทดสอบการทำงานของรีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลง SEG รุ่น XD1 - T โดยใช้เครื่องมือดังต่อไปนี้

- มัลติมิเตอร์ YOKOGAWA รุ่น 734
- เพาเวอร์แฟกเตอร์มิเตอร์ LAYBOLD รุ่น 727 - 12
- เพาเวอร์เซอร์กิตเบรกเกอร์ LAYBOLD รุ่น 745 - 561
- รีซีตติฟโหนด LAYBOLD รุ่น 753 - 10
- หม้อแปลงสามเฟส LAYBOLD รุ่น 745 - 50
- Electronic stop clock LAYBOLD รุ่น 313 - 031

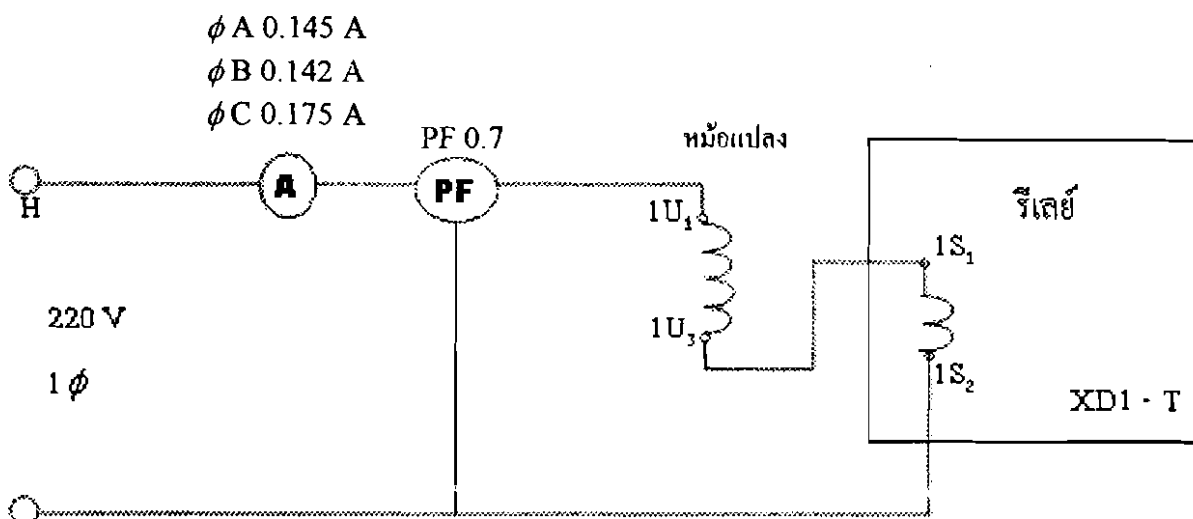
4.1 การปรับตั้งค่ารีเลย์แบบผลต่าง

4.1.1 การปรับตั้งค่า I_{d1} หม้อแปลงถูกค่อเป็นแบบ Y ส่วน CT ของรีเลย์แบบผลต่างจะค่อเป็น Δ ค่ากระแสปรับตั้งจะมีค่า 1.732 เท่า

4.1.2 ค่า Inrush Blocking ค่าปรับตั้งกระแสแบบผลต่าง 1.5 เท่าของกระแสปรับตั้ง (รีเลย์แบบผลต่างรุ่นนี้)

4.2 การทดสอบกระแส Blocking ขณะหม้อแปลงไม่จ่ายโหลด

การทดสอบ Inrush Blocking 1 ϕ 220V ไม่จ่ายโหลด (No load)



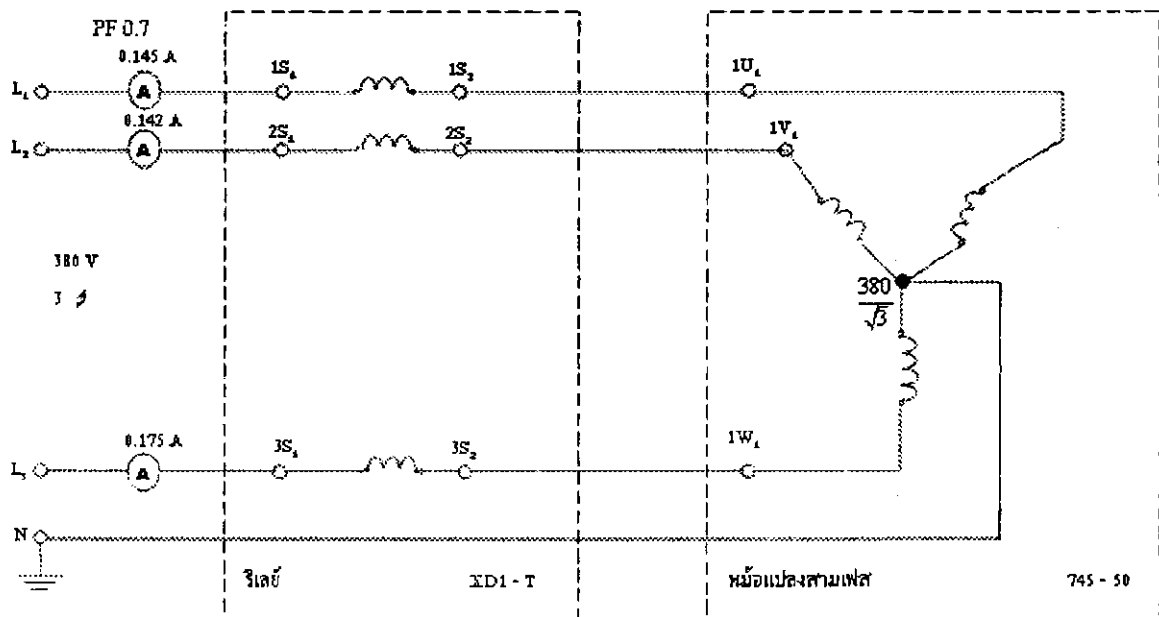
รูปที่ 4.1 แสดงการทดสอบกระแส Inrush Blocking 1 เฟส ไม่จ่ายโหลด

จากรูปที่ 4.1 แสดงการทดสอบกระแส Inrush Blocking 1 เฟส ไม่จ่ายโหลดหม้อแปลง LABOLD รุ่น 745 – 50 ร่วมกับรีเลย์แบบผลต่างรุ่น XDI – T ดังผลแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 แสดงการปรับตั้ง % Id₁ และกระแส Blocking ต่อเฟสเดียว

% Id ₁	การปรับตั้ง 1.5 เท่า % Id ₁ (A)	Blocking/No
5	0.075	Blocking
7.5	0.1125	Blocking
10	0.15	Blocking
12.5	0.1875	No
15	0.225	No

4.3 การทดสอบ Inrush Blocking 3 φ 380V ไม่จ่ายโหลด



รูปที่ 4.2 แสดงการทดสอบกระแส Inrush Blocking 3 เฟส ไม่จ่ายโหลด

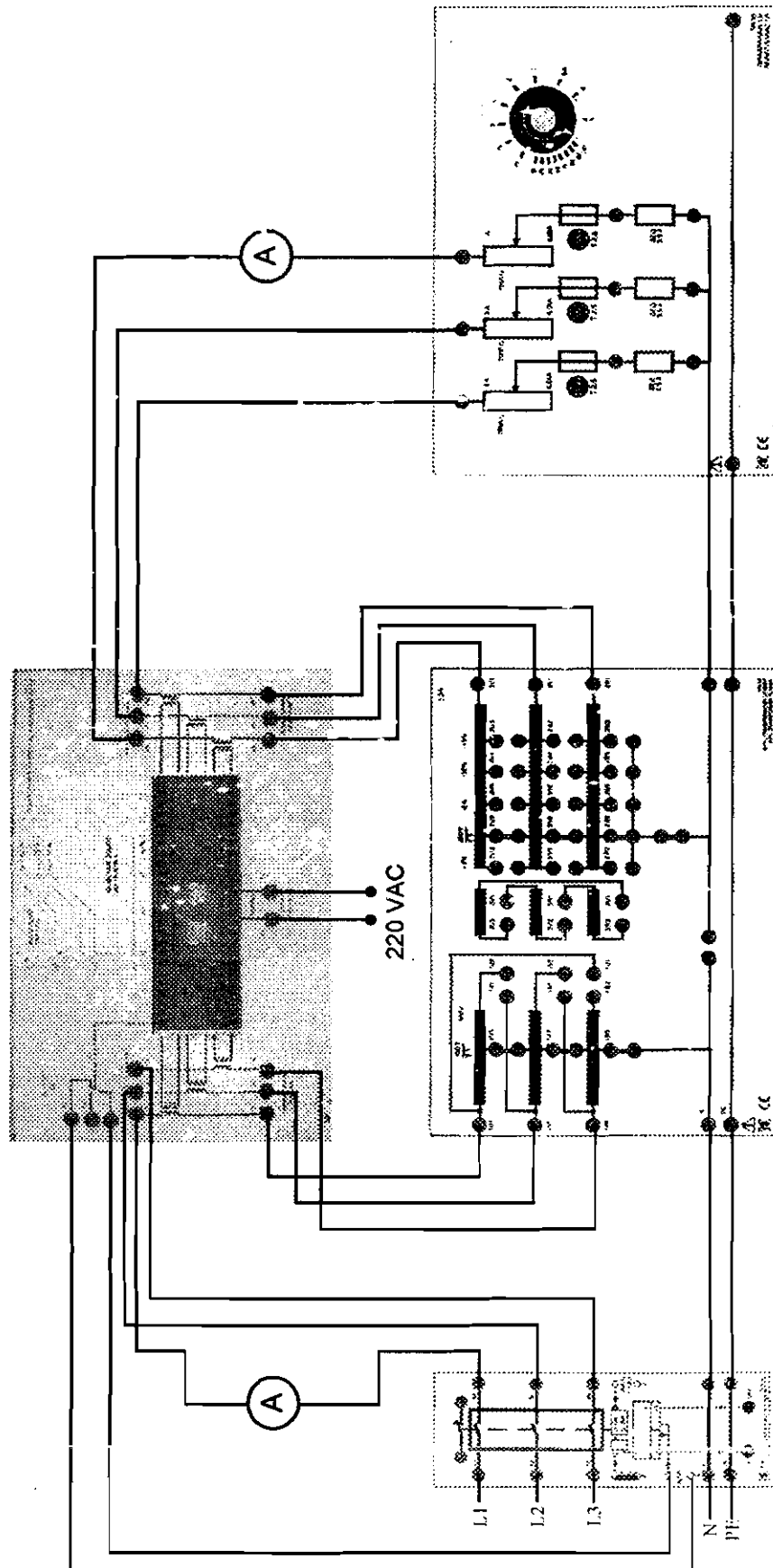
ตามรูปที่ 4.2 รีเลย์แบบผลต่างรุ่น XDI – T ภายในรีเลย์จะถูกต่อเป็นเดลตา (Δ) ดังนั้นกระแสภายในรีเลย์จะมีค่า 1.73 เท่าของกระแสฟีด กระแสภายในรีเลย์ขณะไม่จ่ายโหลดเฟสสูงสุด มีค่า $0.175 \times 1.73 = 0.3$ A ดังแสดงผลการทดสอบกระแส Inrush Blocking ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 แสดงการปรับตั้ง % I_{d1} และกระแส Blocking ต่อสามเฟสขณะไม่จ่ายโหลด

% I_{d1}	การปรับตั้ง 1.5 เท่า % I_{d1} (A)	Blocking/No
5	0.0750	Blocking
7.5	0.1125	Blocking
10	0.1500	Blocking
12.5	0.1875	Blocking
15	0.2250	Blocking
17.5	0.2625	Blocking
20	0.3000	No
22.5	0.3375	No
25	0.3750	No

4.4 การทดสอบกระแส Blocking ของรีเลย์ขณะหม้อแปลงจ่ายโหลด

ตามรูปที่ 4.3 และแสดงการทดสอบในตารางที่ 4.3



รูปที่ 4.3 แสดงการต่อและทดสอบกระแส Blocking ของรีเลย์แบบผลต่างขณะหม้อแปลงจ่ายโหลด

ตารางที่ 4.3 ข่ายโหลด K 25% - 100 %

Line	PF ₁	Load (R)			ΔI_e $\sqrt{3}(I_1 - I_2)$	% Id ₁ (Blocking/No)														% Id ₂ (Blocking/No)																															
		% R	I ₁ (A)	PF ₂		5	7.5	10	12.5	15	17.5	20	22.5	25	27.5	30	32.5	35	37.5	40	42.5	5	7.5	10	12.5	15	17.5	20	22.5	25	27.5	30	32.5	35	37.5	40	42.5														
0.37	0.90	25	0.25	1	0.207	X	X	X	X	X																																									
0.460	0.91	35	0.35	1	0.19	X	X	X	X	X																																									
0.680	0.94	50	0.50	1	0.19	X	X	X	X	X																																									
0.708	0.95	60	0.60	1	0.187	X	X	X	X	X																																									
0.863	0.95	75	0.75	1	0.178	X	X	X	X	X																																									
1.101	0.95	90	0.90	1	0.173	X	X	X	X	X																																									
1.105	0.95	100	1.0	1	0.18	X	X	X	X	X																																									

X หมายถึง Blocking

ช่องว่างหมายถึง Non-Blocking

ช่องว่าง Blocking

ช่อง No - Blocking

4.5 ข่านการทริป

รีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลง SEG รุ่น XD1 - T สามารถปรับตั้งค่า % Id₁ ตามเส้น
 ระนาบปกติ และ % Id₂ เป็นเส้นในระนาบเอียง

$$\textcircled{1} \text{ เส้นระนาบปกติ } Id = \frac{\%Id_1}{In} \quad \text{when } In = 1 A$$

$$Id = \%Id_1 \text{-----(4.1)}$$

$$\textcircled{2} \text{ เส้นระนาบเอียง } Id = \%Id_1 + (Is - 1) \frac{\%Id_2}{100}$$

ถ้ากำหนดให้ Is = 10 เท่า

$$Id = \%Id_1 + (10 - 1) \frac{\%Id_2}{100} \text{-----(4.2)}$$

จาก (4.1) เมื่อ Id = 5 % Id₁ = 5/100 = 0.05

$$Id = 42.5 \% Id_1 = 42.5/100 = 0.425$$

จาก (4.2) เมื่อ $Id = \%Id_1 + (10 - 1) \frac{\%Id_2}{100}$

เมื่อ % Id₁ = 5% และ % Id₂ = 5%

$$Id = 0.05 + (10 - 1)(5/100)$$

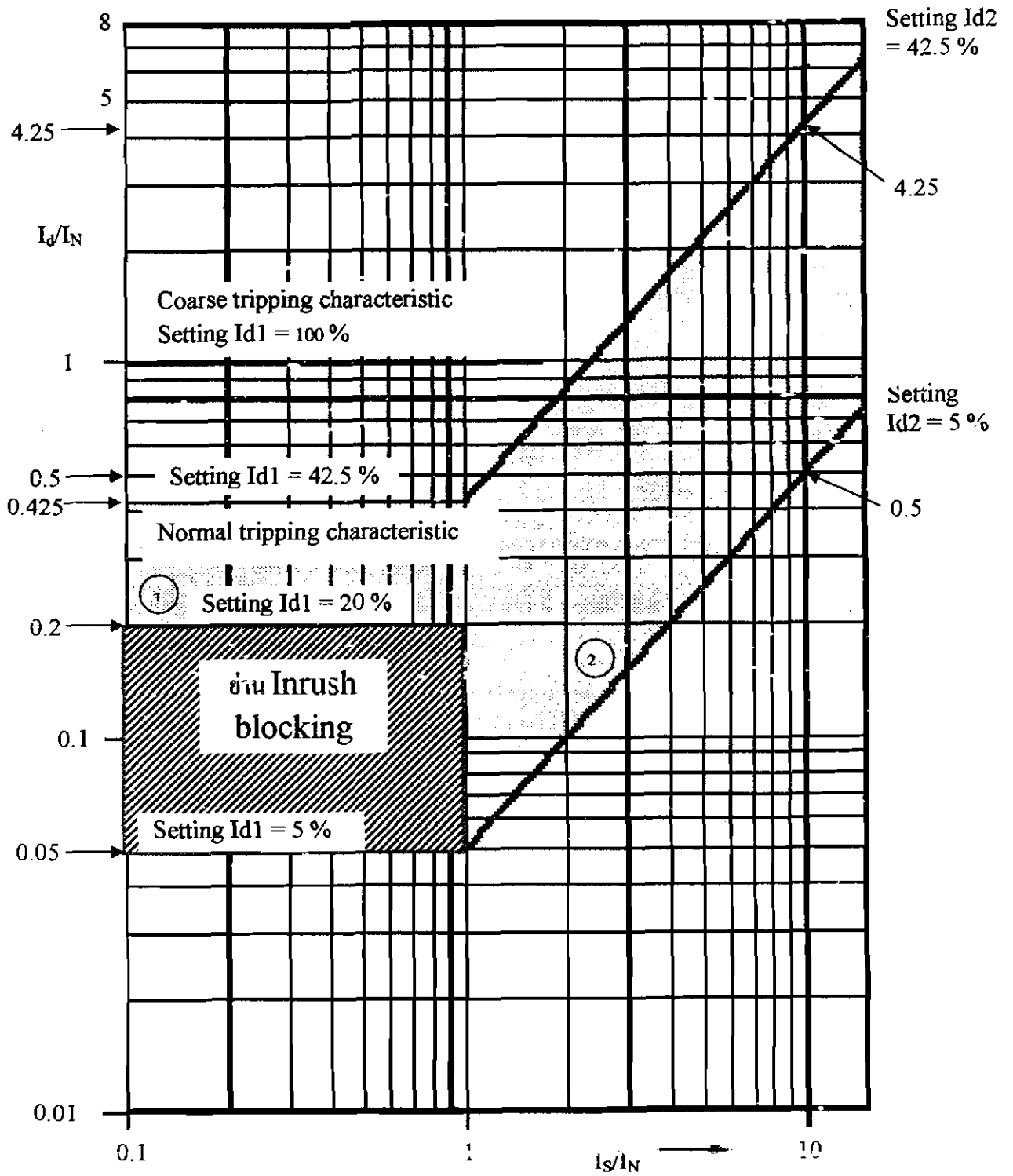
$$= 0.05 + 0.45 = 0.5$$

และ % Id₁ = 42.5% และ % Id₂ = 42.5%

$$Id = 0.425 + (10 - 1)(42.5/100)$$

$$= 4.2$$

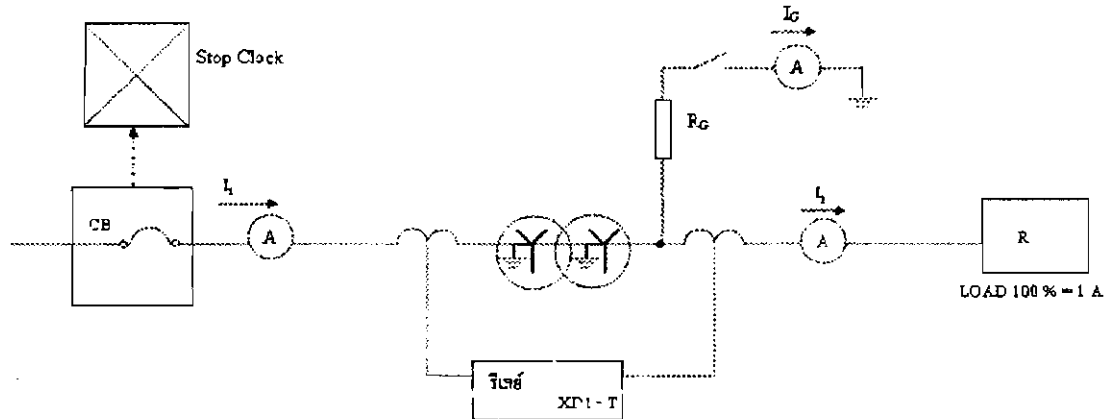
ดังที่แสดงในรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 ช่วงการทริปของรีเลย์แบบผลต่าง และช่วง Inrush Blocking ของหม้อแปลง

4.6 เวลาการทริป

โดยปกติรีเลย์รุ่นนี้ถ้ากระแส I_d น้อยกว่า 1 A เวลาการทริปจะประมาณ 100 ms แต่ถ้ากระแส I_d เกิน 1 A ขึ้นไป เวลาการทริปประมาณ 40 ms ผลการทดลองเวลาการทริปตามโหลดต่างๆ และเพื่อหลีกเลี่ยงการ Blocking เนื่องจาก inrush current ของหม้อแปลง ในตารางที่ 4.3 จึงจะตั้ง % I_{d1} และ % I_{d2} ตั้งแต่ 20 % ขึ้นไป ดังแสดงในรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 บล็อกไดอะแกรมการตรวจจับเวลาการทริป

จากรูปที่ 4.5 ต่อหม้อแปลง 800 VA 400/400 V – 230 V ต่อแบบวายทั้ง 2 ด้านจ่ายกระแสโหลดเต็มที่ได้ 1.15 A ทั้งนี้โดยการปรับโหลดด้าน I_2 ให้จ่ายกระแสเท่ากับ 1 A ดังแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 แสดงเวลาการทริปของรีเลย์ เมื่อกระแสไฟรั่วลงดิน

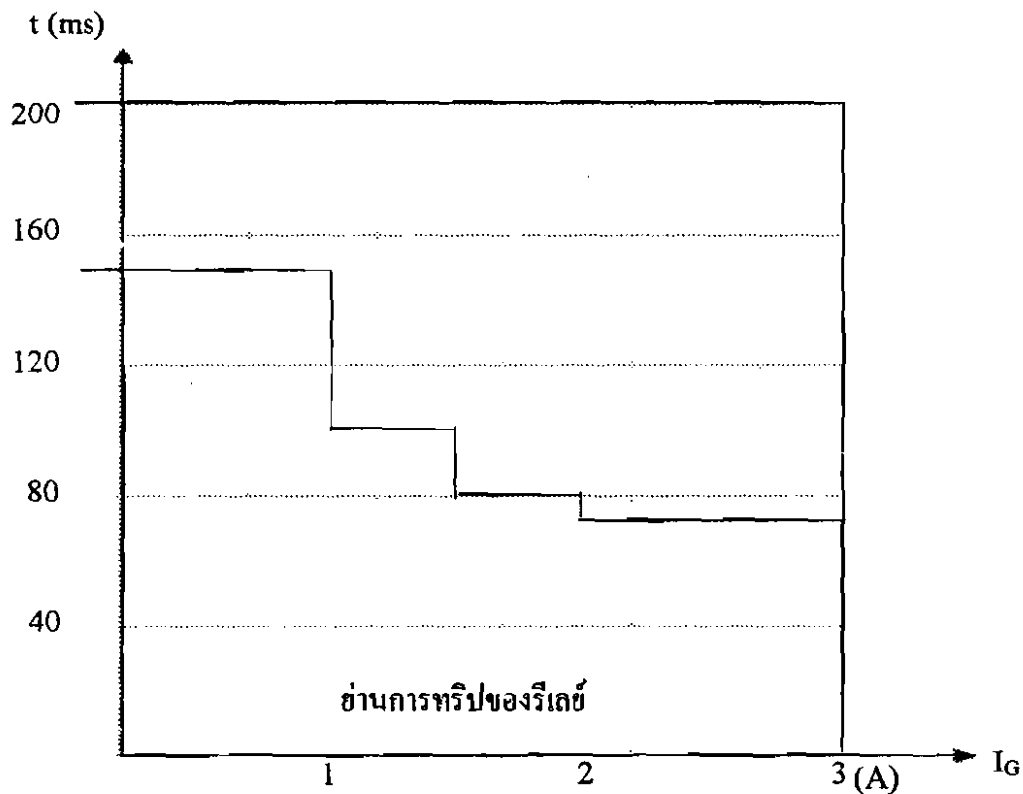
% การปรับตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2}	กระแสรั่วลงดิน (I_G)	% กระแสคลาดเคลื่อน	เวลาการทริป (ms)
20 % (0.2 A)	0.200 A	-	220
22.5 % (0.225 A)	0.225 A	-	270
25 % (0.25 A)	0.268 A	1.8 %	360
27.5 % (0.275 A)	0.320 A	4.5 %	400
30 % (0.3 A)	0.375 A	7.5 %	400
32.5 % (0.325 A)	0.429 A	10.4 %	400
35 % (0.35 A)	0.480 A	13.0 %	380
37.5 % (0.375 A)	0.529 A	15.4 %	400
40 % (0.4 A)	0.583 A	18.3 %	320
42.5 % (0.425 A)	0.640 A	21.5 %	300

จากตารางที่ 4.4 เวลาการทริปของรีเลย์อยู่ระหว่าง 220 ms ถึง 400 ms และมีเปอร์เซ็นต์กระแสคลาดเคลื่อนอยู่ระหว่าง 0 % ถึง 21.5 % ถ้าปรับตั้ง Id_1 และ Id_2 อยู่ระหว่าง 20 % ถึง 25 % ทั้งนี้ถ้ายอมให้กระแสไฟรั่วลงดินตั้งแต่ 0.3 A ถึง 2.12 A ดังแสดงในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 แสดงเวลาการทริปของรีเลย์เมื่อปรับตั้ง Id_1 และ Id_2 ไว้ที่ 20 %, 22.5% และ 25 %

Line		LOAD		กระแสรั่วลงดิน (I_G) (A)	เวลาการทริป (ms)
I_1 (A)	PF_1	I_2 (A)	PF_2		
1.395	0.965	↑	↑	0.30	150
1.437	0.96	↑	↑	0.35	150
1.584	0.96	↑	↑	0.50	150
1.673	0.96	1A	PF = 1	0.60	150
1.822	0.96	↑	↑	0.75	150
1.970	0.96	↑	↑	0.90	150
2.065	0.96	↑	↑	1.00	150
2.400	0.96	↑	↑	1.36	130
2.620	0.96	↑	↑	1.60	100
2.960	0.96	↑	↑	1.94	80
3.130	0.96	↓	↓	2.12	70

และรูปที่ 4.6 แสดงย่านเวลาการทริปของรีเลย์ ตั้งแต่ 70 – 150 ms



รูปที่ 4.6 ย่านเวลาการทริปของรีเลย์ตั้งแต่ 70 – 150 ms เมื่อรับตั้ง I_{d1} และ I_{d2} ไว้ที่ 20 %, 22.5% และ 25 %

4.7 การทดสอบความต้านทานร่วลงดิน

ถ้าปรับตั้ง I_{d1} และ I_{d2} ไว้ตั้งแต่ 20 % ถึง 25 % (พื้นที่กระแส inrush) กระแสร่วลงดินต่ำสุด 0.2 A ถึง 0.268 A ขนาด R_G ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ขนาดความต้านทานร่วลงดินเมื่อจ่ายโหลด 1 A

% การปรับตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2}	กระแสร่วลงดิน (A)	ขนาดความ ต้านทาน R_G (Ω)	เวลาการทริป (ms)	$E = W \times t$ (W.s)
20 %	0.20	1000 Ω	150 – 300 ms	6.6 – 13.2
22.5 %	0.23	950 Ω	150 – 300 ms	7.6 – 15.2
25 %	0.275	800 Ω	150 – 300 ms	9 - 18

4.8 การทดสอบการทริปของรีเลย์จากแผนสาริตการทดลอง

เป็นการทดสอบเมื่อหม้อแปลงลัดวงจรลงดิน โดยผ่านความต้านทาน R_G ดังในตารางที่ 4.7, 4.8 และ 4.9

ตารางที่ 4.7 ทริปของรีเลย์จากแผงสวิตติงการทดลองเมื่อ $I_{d1} = 20\%$ และ $I_{d2} = 20\%$

กระแส (A)			โหลดแสงสว่าง		R _G (Ω)			เวลาการทริป (ms)
I ₁	I ₂	I _G	100 W	200 W	1000 Ω	950 Ω	800 Ω	
0.353	0	0.22	-	-	1000 Ω	-	-	150
0.359	0	0.23	-	-	-	950 Ω	-	100
0.396	0	0.285	-	-	-	-	800 Ω	140
0.78	0.46	0.22	100 W	-	1000 Ω	-	-	170
0.795	0.46	0.23	100 W	-	-	950 Ω	-	160
0.839	0.46	0.285	100 W	-	-	-	800 Ω	110
1.2163	0.92	0.21	-	200 W	1000 Ω	-	-	170
1.235	0.9	0.23	-	200 W	-	950 Ω	-	180
1.276	0.916	0.285	-	200 W	-	-	800 Ω	130

ตารางที่ 4.8 ทริปของรีเลย์จากแผงสวิตติงการทดลองเมื่อ $I_{d1} = 22.5\%$ และ $I_{d2} = 22.5\%$

กระแส (A)			โหลดแสงสว่าง		R _G (Ω)			เวลาการทริป (ms)
I ₁	I ₂	I _G	100 W	200 W	1000 Ω	950 Ω	800 Ω	
0.353	0	0.22	-	-	1000 Ω	-	-	150
0.359	0	0.23	-	-	-	950 Ω	-	140
0.396	0	0.285	-	-	-	-	800 Ω	130
0.78	0.46	0.22	100 W	-	1000 Ω	-	-	200
0.795	0.46	0.23	100 W	-	-	950 Ω	-	170
0.839	0.46	0.285	100 W	-	-	-	800 Ω	160
1.2163	0.92	0.21	-	200 W	1000 Ω	-	-	200
1.235	0.9	0.23	-	200 W	-	950 Ω	-	250
1.276	0.916	0.285	-	200 W	-	-	800 Ω	210

ตารางที่ 4.9 ทริปของรีเลย์จากแผนงสาริการทดลองเมื่อ $I_{d1} = 25\%$ และ $I_{d2} = 25\%$

กระแส (A)			โหลดแสงสว่าง		$R_G (\Omega)$			เวลาการทริป (ms)
I_1	I_2	I_G	100 W	200 W	1000 Ω	950 Ω	800 Ω	
0.353	0	0.22	-	-	1000 Ω	-	-	ไม่ทริป
0.359	0	0.23	-	-	-	950 Ω	-	ไม่ทริป
0.396	0	0.285	-	-	-	-	800 Ω	100
0.78	0.46	0.22	100 W	-	1000 Ω	-	-	ไม่ทริป
0.795	0.45	0.23	100 W	-	-	950 Ω	-	ไม่ทริป
0.839	0.46	0.285	100 W	-	-	-	800 Ω	170
1.2163	0.92	0.21	-	200 W	1000 Ω	-	-	ไม่ทริป
1.235	0.9	0.23	-	200 W	-	950 Ω	-	ไม่ทริป
1.276	0.916	0.285	-	200 W	-	-	800 Ω	280

บทที่ 5

สรุปผล

5.1 สรุปผล

จากผลการทดลองชุดจำลองสถานะการณ์ การสังหาริปเบรกเกอร์ด้วยรีเลย์แบบผลต่างป้องกันหม้อแปลงเป็นดังนี้

1. การทดสอบกระแส inrush blocking ของหม้อแปลงพบว่าถ้าให้รีเลย์ไม่เกิดการ blocking ควรปรับตั้ง I_{d1} ตั้งแต่ 20% ขึ้นไป
2. การทดสอบการริปของรีเลย์เมื่อกระแสไฟรั่วลงดินพบว่า ถ้าปรับตั้ง I_{d1} และ I_{d2} 20% และ 22.5 % จะไม่มีเปอร์เซ็นต์กระแสคลาดเคลื่อน แต่ถ้าปรับตั้ง I_{d1} และ I_{d2} ตั้งแต่ 25% และ 42.5 % จะมีความคลาดเคลื่อนอยู่ระหว่าง 1.8% และ 21.5 % ของค่าปรับตั้ง
3. การทดสอบเวลาการริปของรีเลย์ เมื่อปรับตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} อยู่ที่ 20% , 22.5 % และ 25 % ตามลำดับ พบว่าช่วงการเวลาการริปของรีเลย์อยู่ระหว่าง 70 – 150 ms เมื่อจ่ายโหลดเต็มที (1 A)
4. การทดลองเมื่อทำการทดลองกับแผงสาริตเมื่อจ่ายโหลดแสงสว่างด้วยหลอดไส้ขนาด 100 W จำนวน 2 แผง พบว่าถ้าตั้งค่า I_{d1} และ I_{d2} ที่ 20% และ 22.5 % และ R_G ขนาด 10 W มีค่า 800 Ω , 950 Ω และ 1000 Ω ทั้งในสภาวะไม่จ่ายโหลด จ่ายโหลดจนถึง 200 W รีเลย์จะสังหาริปในเวลาตั้งแต่ 100 ms – 250 ms ถ้าปรับตั้ง I_{d1} และ I_{d2} ที่ 25% และ R_G มีค่า 950 Ω และ 1000 Ω รีเลย์จะไม่ริป แต่ถ้า R_G มีค่า 800 Ω รีเลย์จะริปในเวลา 100 ms – 280 ms

5.2 ข้อเสนอแนะ

1. เครื่องตรวจจับเวลาของชุดทดลองมีความคลาดเคลื่อนควรใช้เครื่องทดสอบรีเลย์แบบผลต่างโดยเฉพาะ
2. ควรทดสอบในสถานการณ์อื่น ๆ เมื่อระบบมีฮาร์มอนิกปน

บรรณานุกรม

ธนบูรณ์ ศศิภาณุเดช. การป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง. ซีเอ็ดดูเคชั่น. กรุงเทพฯ, 2538.

ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. การป้องกันระบบไฟฟ้า. ทีซีซี พรินติ้ง กรุงเทพฯ, 2548.

สามภพ วชิรบรรจง. ระบบป้องกันความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า. เอกสารประกอบการสัมมนาพิเศษ. 28 – 29 กันยายน 2548.

S.H. Horowitz; A, G. Phatke. Power system Relaying, John Wiley and Sons Inc. 1985.

Edison, Copper Power System, Inc. 1997. (<http://www.cooperpower.com/Library/pdf/15030.pdf>)

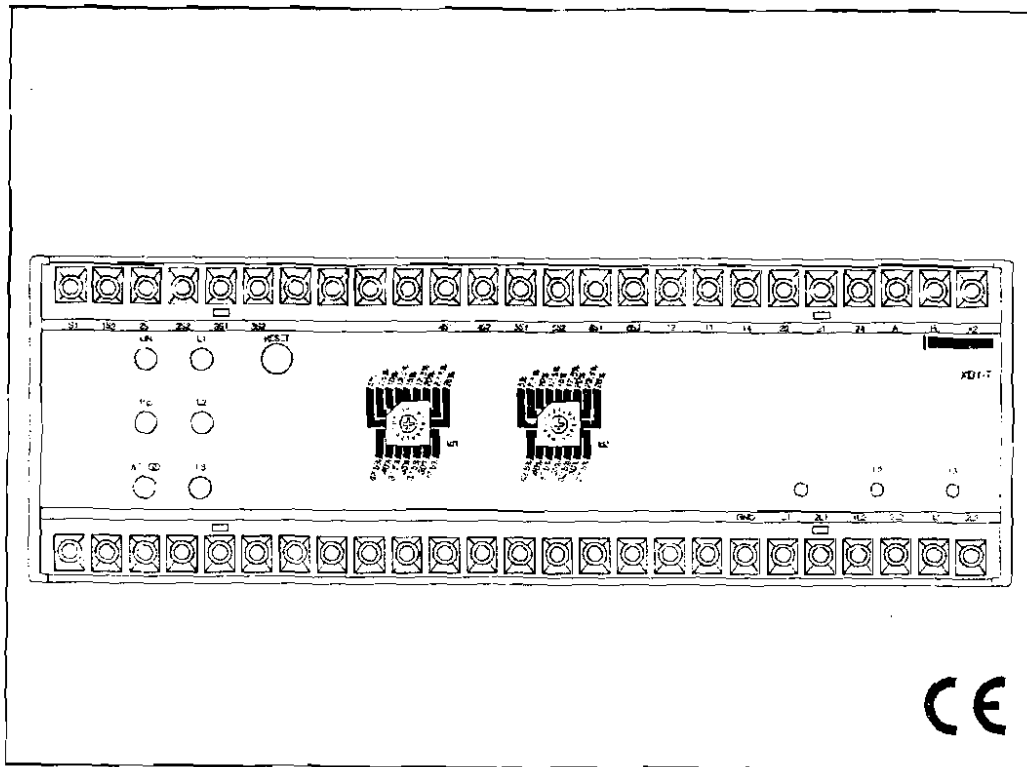
SEG. XD1 - T Transformer differential Protection Relay. Schaltanlagen – Elektronik – Geräte GmbH & Co. KG. (http://doc.seg-pp.com/doku.pdf/pl/xd1_t/xd1_t_e.pdf)

ภาคผนวก

W WOODWARD

SEE

XDI-T - Transformer differential protection relay



Contents

1	Application and features
2	Design
3	Working Principle
3.1	Operating principle of the differential protection
3.2	Balancing of phases and current amplitudes
3.3	Transformer regulation steps
3.4	Working principle of the C.T. saturation detector SAT
3.5	Transformer inrush
3.6	Block diagram
4	Operation and settings
4.1	Parameter setting by using DIP-switches
4.2	Setting recommendations
5	Relay testing and commissioning
5.1	Power on
5.2	Secondary injection test
5.2.1	Trip level I_{D1}
5.2.2	Inrush blocking
5.3	Primary test
5.3.1	Adjustment of the interposing C.T.s
5.3.2	Function test
6	Technical data
6.1	Relay case
6.2	Technical Data
7	Order form
8	Setting-list XD1-T

1 Application and features

Power transformers are classified as one of the most valuable equipments in a power system, hence their protection is of very high importance. The transformer differential protection provides fast tripping in case of a fault - before severe damage spreads out.

The *XD1-T* relay is a strict selective object protection for two-winding transformers. Within a very short time this relay detects faults occurring within the zone to be protected and which require immediate tripping and isolation of the transformer. Such faults are:

- short circuits between turns, windings and cables inside the transformer housing
- earth faults inside the housing
- short circuits and earth faults outside the housing but within the protected zone (e.g. at bushings or supply lines).

The *XD1-T* is also able to detect other operational conditions (e.g. faults outside the protected zone, circuit closing etc.) i.e. it does not issue tripping commands for faults or any other transient phenomena outside the protected zone

Additional to the transformer differential protection an overcurrent relay as backup protection is recommended. For this application we offer the relays *MR11/IR11/X11*.

The relay *XD1-T* of the *PROFESSIONAL LINE* has the following special features:

- Fault indication via LEDs
- Extremely wide operating ranges of the supply voltage by universal wide-range power supply
- Very fine graded wide setting ranges
- Extremely short response time
- Compact design by SMD-technology
- Very low C.T. burden
- Adjustment to transformation ratio and connection groups without external interposing C.T.s
- Two stage tripping characteristic
- Galvanic insulation between all independent inputs
- Additional printed circuits "Saturation Detection" can be retrofitted at a later time
- Self-supervision of stabilization circuits
- Wide setting ranges

2 Design

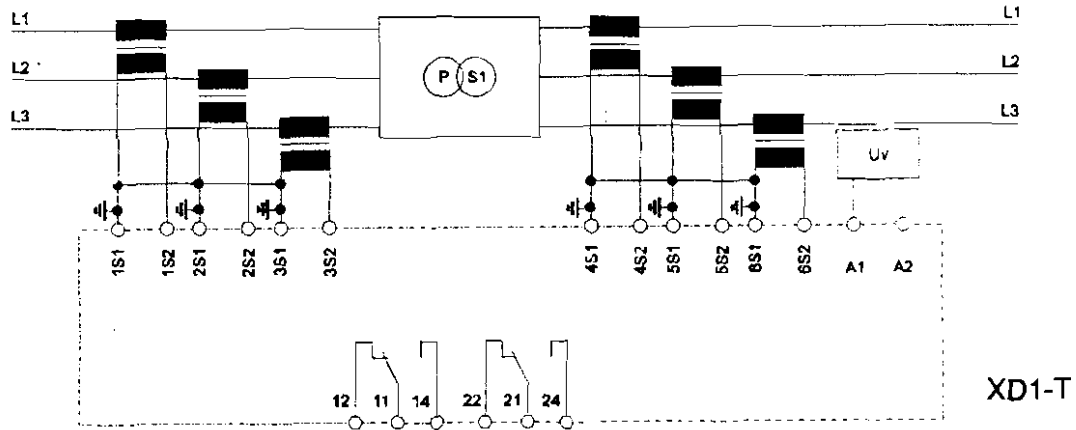


Figure 2.1: Connection diagram

Analog inputs

The analog secondary currents of the HV side are fed to the protection relay via terminals 1S1 - 3S2 and the secondary currents of the LV side via terminals 4S1 - 6S2.

Auxiliary voltage supply

Unit XD1-T needs a separate auxiliary voltage supply. Therefore a DC or AC voltage must be used. Unit XD1-T has an integrated wide range power supply. Voltages in the range from 19 - 390 V DC or 36 - 275 V AC can be applied at connection terminals A1 and A2.

Contact positions

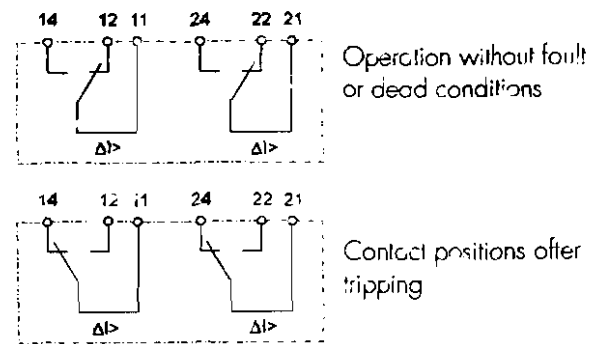


Figure 2.2: Contact positions of the output relays

3 Working Principle

3.1 Operating principle of the differential protection

The fundamental operating principle of transformer differential protection is based on comparison of the transformer primary and secondary winding currents. For an ideal transformer, having a 1:1 ratio and neglecting magnetizing current, the currents entering and leaving the transformer must be equal.

During normal operation or when a short circuit has occurred outside the protected zone, the C.T. secondary currents in the differential circuit neutralize each other. In case that a differential current I_d occurs, a fault in the transformer is detected.

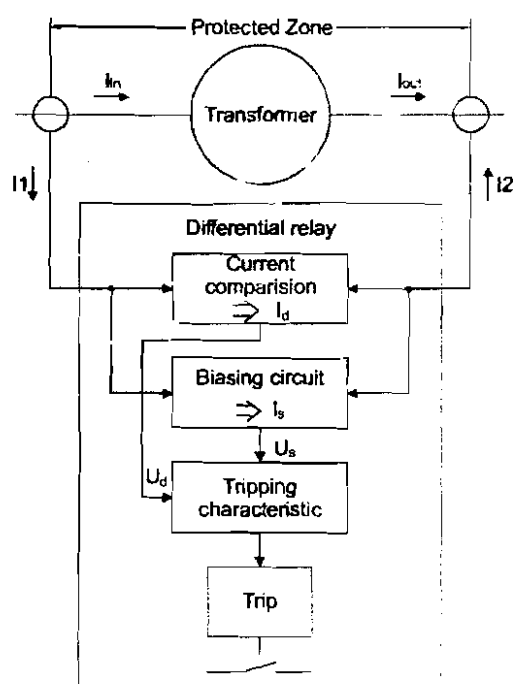


Figure 3.1: General arrangement of differential protection:
 I_d = differential (tripping) current
 I_s = stabilizing current

Because of different problems, however, in practice measures for adaptation and stabilization have to be taken to ensure trouble-free function of the transformer differential protection:

- Due to possible mismatch of ratios among different current transformers.
- Phase differences between primary and secondary side, caused by transformer vector groups, have to be duly considered.
- Switching operations in the grid have to be recognized as such.
- Inrush currents of the transformer must not result in maloperation.

3.2 Balancing of phases and current amplitudes

First of all the phase difference between primary and secondary side, which is caused by transformer vector groups, has to be compensated and the current amplitudes to be balanced. Unlike most other differential protection relays available, this scheme includes interposing C.T.s integrated in the differential relay, extra interposing C.T.s are not required.

Connection of interposing C.T.s is dependent on the vector group of the power transformer. For instance, for transformers with star (Y) windings the interposing C.T.s are connected in delta (Δ) to reject residual currents (i.e. currents flowing to the transformer due to an earth fault outside the protected zone and which would produce a differential current I_d) and to prevent maloperation of the differential protection.

3.3 Transformer regulation steps

The *XD1-T* can universally be used i.e. also for regulating transformers with an adjustable transformation ratio to stabilize voltage fluctuations of the supplying systems. Since, however, as a result of vector group balance and transformation ratio balance the differential protection is adjusted to the nominal transformation ratio of the transformer, an apparent differential current I_d arises proportionally to the flowing load current. Mal-operation of the protection is prevented by the load-proportional stabilizing current I_s .

3.4 Working principle of the C.T. saturation detector SAT

With many transformer differential protection systems, relay instability may cause to trip if the main current transformers saturate. In the transient condition of saturation the C.T.s on both ends of the protected zones do not produce the correct secondary current according to the primary current. The differential relay measures a differential current on the secondary C.T. side which is not present on the primary side. Hence a nuisance tripping might occur.

Such transient phenomena causing C.T. saturation may occur due to:

- Heavy through faults (external short circuit)
- Starting of big motors
- Magnetizing inrush currents of transformers
- Internal faults

The figure 3.2 explains the saturation of the C.T. core due to a short circuit current. In the instant of a short circuit often a DC-component is present in the current. The high primary current induces a flux in the C.T. core, reaching the saturation level. The iron-core retains the high flux level even after the primary current falls to zero. In the time periods of saturation the C.T. does not transform the primary current to the secondary side but the secondary current equals zero.

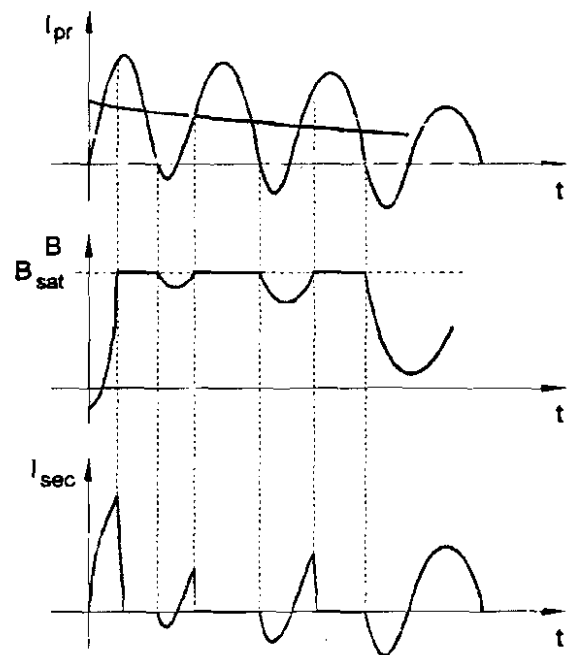


Figure 3.2: Current transformer saturation

- a) Primary current with DC offset
- b) Core flux density
- c) Secondary current

Dissimilar saturation in any differential scheme will produce operating current.

Figure 3.3 shows the differential measurement on the example of extremely dissimilar saturation of C.T.s in a differential scheme. Fig. 3.3 shows the secondary current due to C.T. saturation during an transformer fault (internal fault). The differential current i_d represents the fault current. The differential relay must trip instantaneously.

Fig. 3.3 shows the two secondary currents in the instant of an heavy external fault, with current i_1 supposed to C.T. saturation, current i_2 without C.T. saturation.

The differential current i_d represents the measured differential current, which is an operating current. As this differential current is caused by an external fault and dissimilar saturation of the two C.T.s, the differential relay should not trip.

- | | | |
|-------|-----------------|---|
| Left | Single end fed: | $i_1 =$ secondary output current from saturated C.T. (theoretical)
$i_2 =$ 0; Internal fault fed from side 1 only
$i_d =$ measured differential current |
| Right | External fault: | i_1 as in fig. 3.3 for an internal fault
i_2 normal current from C.T. secondary on side 2
The wave forms for the differential current i_d for internal and external faults are seen to be different for the two cases considered. |

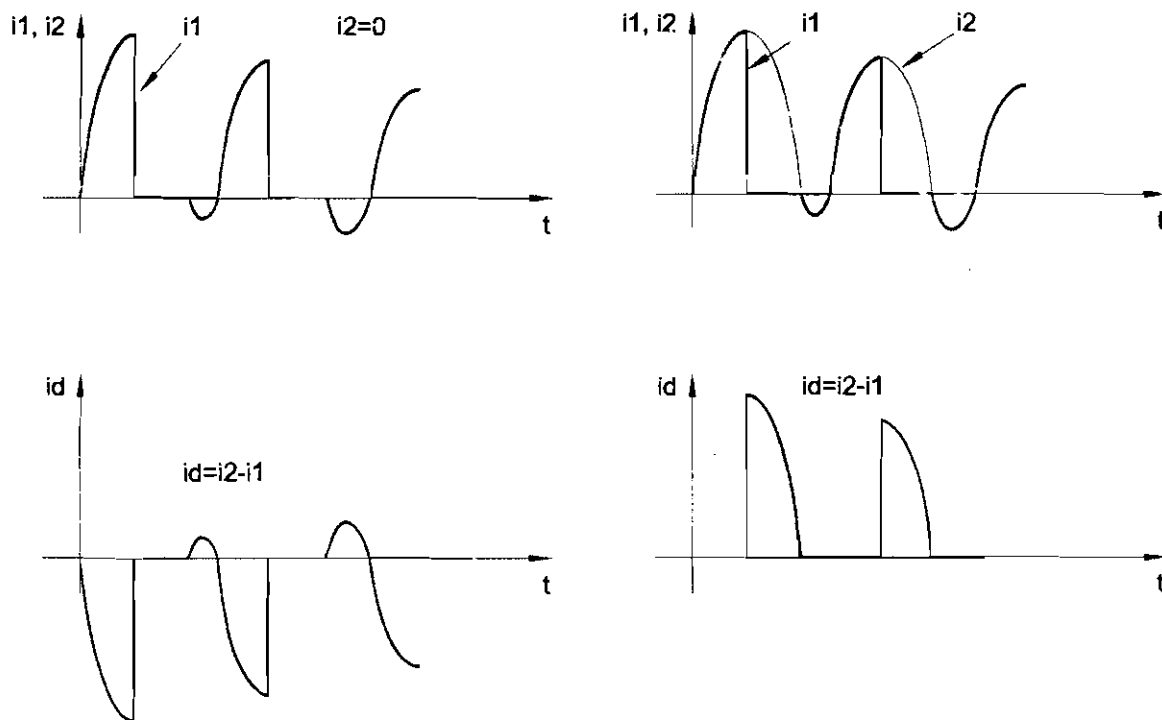


Figure 3.3: Current comparison with C.T.s saturated by DC offset in fault current; wave form internal fault

The saturation detector **SAT** analyses the differential current of each phase separately. The SAT module differentiates the differential current and detects:

- Rate of change of differential current $d(i_d)/dt$
- Sign of $d(i_d)/dt$
- Internal/external fault
- Duration of saturation, within one cycle
- DC or AC saturation

The instant of an extreme rate of change of differential current $d(i_d)/dt$ clearly marks the beginning of a C.T. saturation.

The sign of this $d(i_d)/dt$ value distinguishes the internal fault from an external fault.

One detected extreme $d(i_d)/dt$ value per cycle indicates a saturation due to DC-current contents.

Whereas two extreme $d(i_d)/dt$ values per cycle indicate a C.T. saturation caused by a high alternating current.

The logic control evaluating above information derives:

Only external faults lead to blocking of the trip circuit:

- In case of detected DC-current saturation the differential current measurement is blocked completely until: the transient condition ends, or an internal fault is detected (instantaneously), or AC-current saturation is detected.
- In case of detected AC-current saturation only the time periods of saturation are blocked during one cycle. This means that even under severe saturation the differential relay evaluates the differential current in "sound" time periods. This is a major advantage to relays solely applying harmonic filters for saturation detecting.
- All detected transient phenomena change the tripping characteristic to the "coarse tripping characteristic" (pl. ref. to Technical Data).

This logic control circuit provides a continuous self diagnostic, limiting any blocking function to maximum of 1.7 seconds.

This approach has several advantages. For example, if a C.T. saturated as a result of an external fault, the relay remains stable because the measuring system recognizes the differential current is due to C.T. saturation arising from a fault outside the protected zone. However, if an internal fault occurs, this is immediately recognized, blocking is overridden and the relay trips immediately.

Similarly, if a fault occurs during magnetizing inrush of a transformer this is immediately detected and the differential relay operates correctly tripping the transformer.

3.5 Transformer inrush

When a transformer is first energized, a transient inrush current flows. This inrush current occurs only in the energized winding and has no equivalent on the other side of the transformer. The full amount of inrush current appears as differential current and would cause the differential relay to trip if there is no stabilisation against the inrush phenomenon.

Typically the inrush current contains three components that distinguish it from other fault currents:

The DC-component:

The DC-component is present at least in one phase of the inrush current, depending on the instant of energizing.

The second harmonic:

The second harmonic is present in all inrush currents due to uni-directional flux in the transformer core.

The fifth harmonic:

The fifth harmonic is present when the transformer is subjected to a temporary overvoltage.

The filter module "SAT" detects not only C.T. saturation due to external faults but also the inrush current of the transformer to be protected.

The differential current i_d of each phase is analysed separately. The signal of i_d passes a filter arrangement detecting transient conditions due to the DC-component, the second harmonic and the fifth harmonic.

Thus all three components are used for detecting an inrush current. The limits for blocking of the differential protection are:

DC-component:	20%...60% of i_d
2nd harmonic:	20%...50% of i_d
5th harmonic:	10%...25% of i_d

The restraining influence, resp. the blocking depends on the combination of the three components. If only a single component is present, the highest value applies. If a mixture of all three components is present, the lowest values apply.

With this combined measurement of the three restraining components **XD1-T** achieves:

- Reliable inrush stabilisation
- Fast tripping if the incoming transformer is defective
- Restraining feature against C.T.-saturation.

Whereas a complete blocking of the protection is only performed during the first energizing of the transformer, the harmonic content supervision restrains during normal operation against phenomena like C.T. saturation. This means that internal faults will be detected instantaneously (ms), whereas external faults do not cause tripping.

The inrush blocking is stopped when:

- The differential current I_d falls below the tripping characteristic, or
- the differential current I_d shows an internal fault, according to the harmonic content, or
- the differential current I_d exceeds 1.5 x nominal current, or
- a fixed period of time has elapsed.

The basic relay version without module "SAT" does not provide the harmonic restrain feature.

For applications on bigger transformers or for generator-transformer protection we recommend the use of module "SAT".

3.6 Block diagram

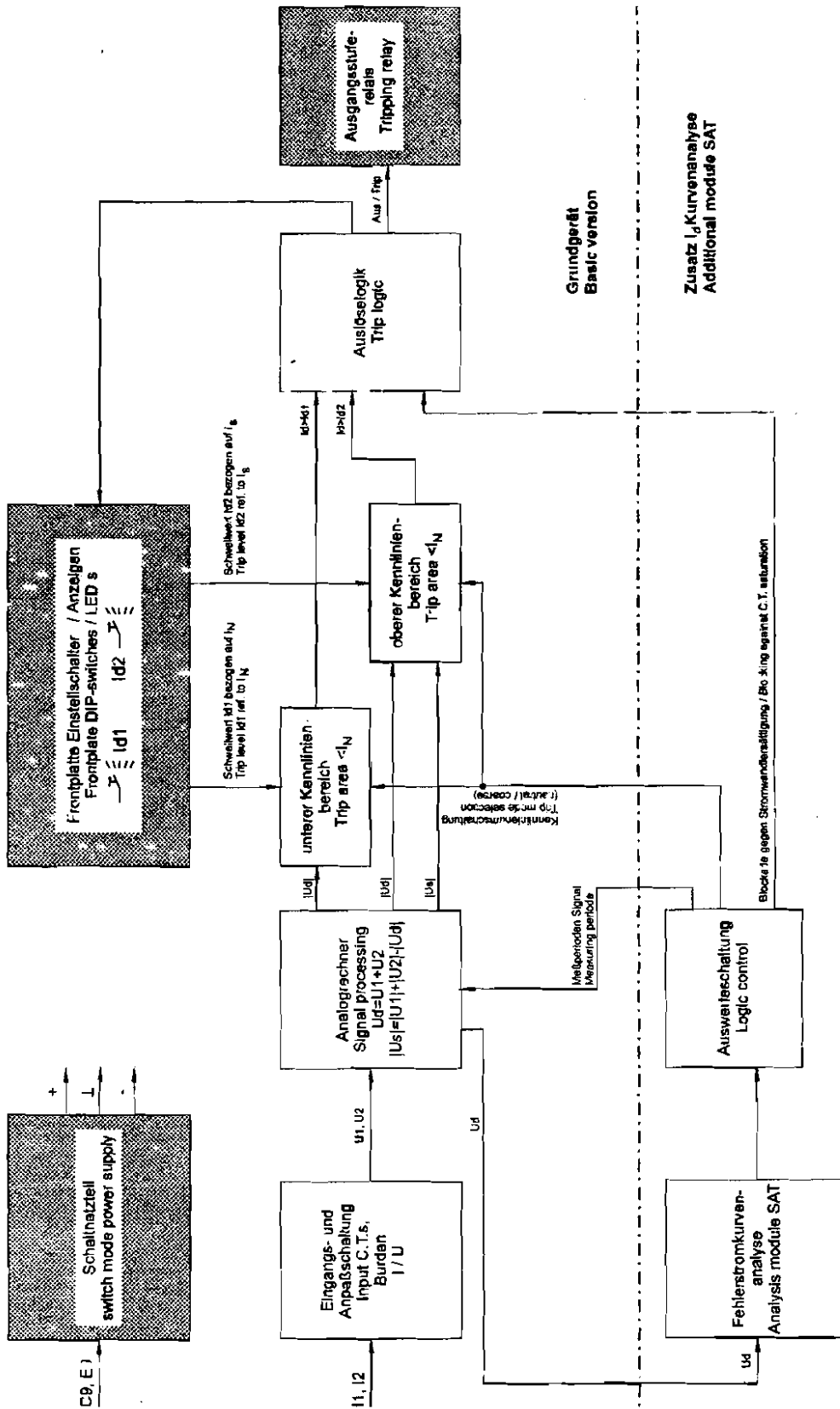


Figure 3.4: Block diagram

4 Operation and settings

All operating elements needed for setting parameters are located on the front plate of the *XD1-T* as well as all display elements.

Because of this all adjustments of the unit can be made or changed without disconnecting the unit off the DIN-rail.

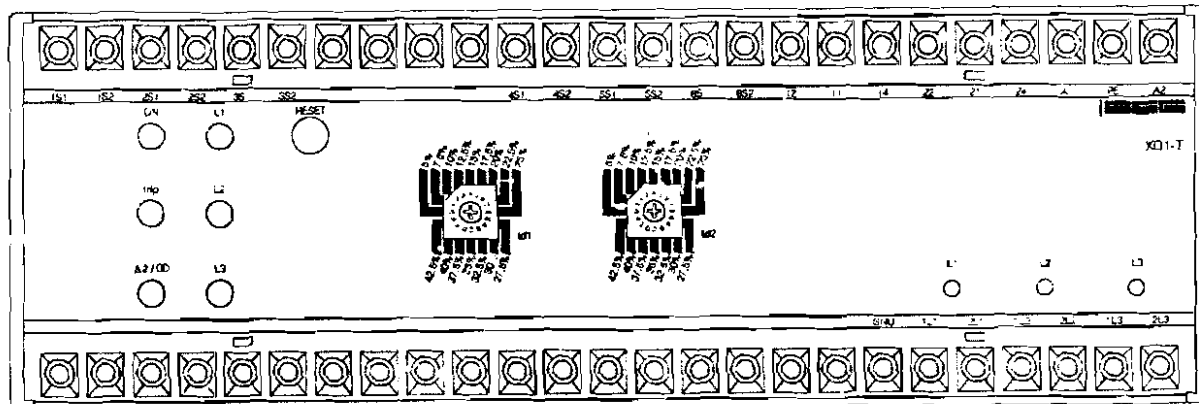


Figure 4.1: Front plate *XD1-T*

For adjustment of the unit the transparent cover has to be opened as illustrated. Do not use force! The transparent cover has two inserts for labels.

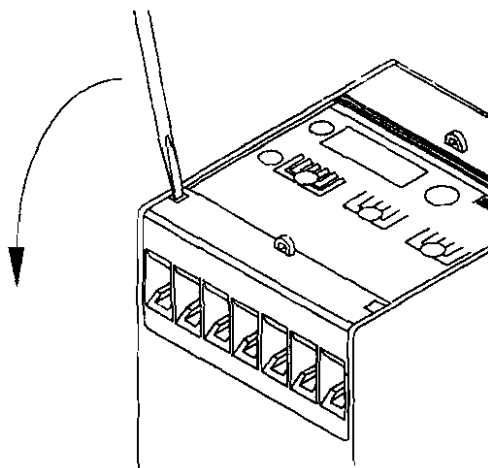


Figure 4.2: How to open the transparent cover

LEDs

LED „ON“ is used for display of the readiness for service (at applied auxiliary voltage U_v). LEDs L1, L2, L3 and TRIP are provided for fault indication. LED $\Delta I/OD$ indicates inrush stabilization. For relays with an additional SAT module, chongeoover to the coarse measuring element is indicated.

Reset push-button

The Reset push-button is used for acknowledgement and resetting the LEDs after tripping.

Potentiometer

The 3 potentiometer on the lower right side of the front plate are provided for adjustment of the interposing C.T.s (refer to chapter 5.3.1).

4.1 Parameter setting by using DIP-switches

The *XD1-T* provides two DIP-switches for the adjustment of the tripping characteristic:

I_{d1} represents the setting for the tripping area below nominal current. The I_{d1} setting relates to the nominal current of the relay and is independent of the through current.

I_{d2} represents the setting for the tripping area above nominal current. The I_{d2} setting relates to the "stabilizing current I_s ". Whereas I_s is the current flowing through the protected zone. This biasing area is important for external faults. The higher the current due to an external fault, the higher is the biasing influence. On through faults, large differential currents may be produced by the transformer tap changer or due to mismatching of the current transformers. The biased slope characteristic prevents incorrect operation of the relay under these conditions.

With the additional module SAT the tripping characteristic changes to "coarse" in case of detected transient phenomena, as explained above. The fixed tripping values for the coarse measurement are:

$$\begin{aligned} I_{d1} &= 100\% I_N \\ I_{d2} &= 60\% I_s \end{aligned}$$

4.2 Setting recommendations

The tripping characteristic should be selected according to the known mismatch of the secondary currents fed to the relay plus a safety margin of 10 to 15 %. This setting avoids maloperation caused by normal load conditions.

Mismatch of the currents may be produced by:

- Ratio error and phase shifting of the C.T.s. E.g.: For protection C.T.s of 10P20 rating the ratio error at nominal current is max. 3 %. At 20 times nominal current the ratio error reaches 10 %.

- Load tap changer (LTC). The automatic LTC may vary the ratio of the protected transformer as much as $\pm 10\%$. This causes a current mismatch of the same amount.
- Die Abweichung, die sich durch die Transformator-Schaligruppe ergibt, sollte durch die internen Stromwandler und deren Bürden kompensiert werden.

Considering the example above, both settings I_{d1} and I_{d2} should be set to:

- 3% + 3% for C.T. errors
- 10% for transformer step changer
- 15% safety margin

Arrives to a setting of 31%. The nearest possible setting is 30%. Hence both DIP-switches should be set to 30%. The pictures below show the DIP-switch setting as well as the actual tripping characteristic.

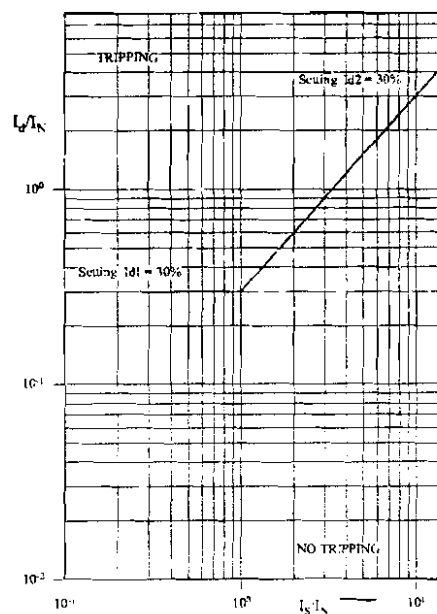


Figure 4.3: Adjustment example

For this DIP-switches for I_{d1} and I_{d2} have to be in the following positions:

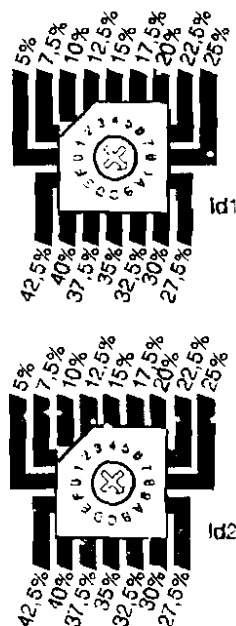


Figure 4.4: Adjustment of step switches

5 Relay testing and commissioning

Correct connection of primary and secondary side of the C.T.s as well as the correct connection and adjustment of the internal matching C.T.s are the condition for a perfect service of the differential relay.

Therefore please observe:

- The order form should be filled with great care.
- The transformer differential relay will be pre-adjusted at SEG according to the order form.

When taking the relay into service the commissioning checks explained below should be followed.

The test instructions following below help to verify the protection relay performance before or during commissioning of the protection system. To avoid a relay damage and to ensure a correct relay operation, be sure that:

- the auxiliary power supply rating corresponds to the auxiliary voltage on site.
- the rated current correspond to the plant data on site.
- the current transformer circuits are connected to the relay correctly. Please pay special attention also to the primary connections of the C.T.s.
- the input circuits and output relay circuits are connected correctly.

5.1 Power on

NOTE!

Prior to switch on the auxiliary power supply, be sure that the auxiliary supply voltage corresponds with the rated data on the type plate.

When the auxiliary supply is switched on please observe that the LED "ON" is alight.

5.2 Secondary injection test

Test equipment:

- One adjustable current source up to two times nominal current of the relay
- Ammeter with class 1
- Auxiliary supply source corresponding with the nominal auxiliary supply of the relay.
- Power diode (10 A)
- Switching device
- Test leads and tools

NOTE!

Before this test is initiated by means of secondary current, it must be ensured that the relay cannot cause any switching actions in the system (shut-down risk).

5.2.1 Trip level I_{d1}

Inject a current into each current input according to the test circuit below and check the current value at which a trip occurs. The tripping values should correspond to:

- For the relay side connected to the star-side of the transformer: 1.73 times the setting of I_{d1} .
- For the relay side connected to the delta side of the transformer: 1.0 times the setting of I_{d2} .

The difference of tripping levels is explained by the internal matching C.T.s. The star-side matching C.T.s are internally connected in delta and transform the current to a value 0.58 times the input current.

The delta side matching C.T.s are internally connected in star. Hence the transformation ratio is 1.

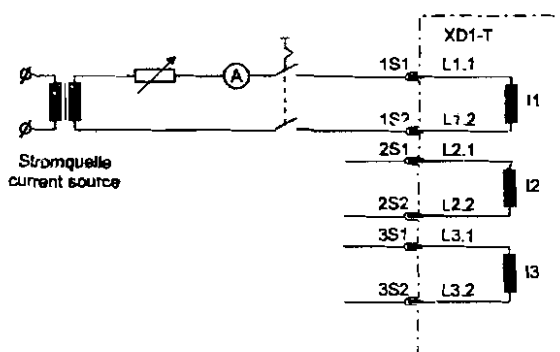


Figure 5.1: Test circuit

5.2.2 Inrush blocking

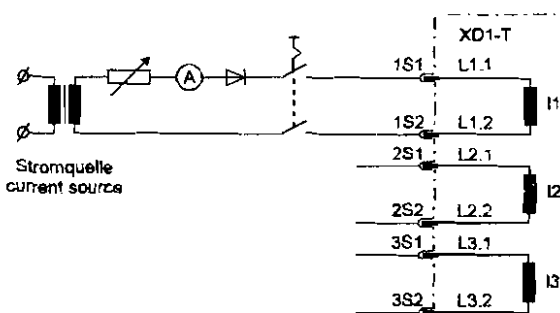


Figure 5.2: Test circuit for inrush blocking

Adjust the input current to app. 1.5 times nominal current. Switch off the current.

Switch the current on with the same adjustment. Observe that the inrush blocking LED lights up and no trip occurs. Observe that after a blocking time of 3.5 s the LED extinguishes and a trip occurs. This is caused by the maximum blocking time supervision. Switch the current off. If saturation detector SAT is used the maximum blocking time is reduced to 1.7 s.

5.3 Primary test

The test of the correct connection of the main C.T.s and the correct matching of the internal measuring values can only be done with the transformer in service. A minimum load of app. 50 % of the transformer load is recommended to avoid misinterpretation of measuring values. At low currents the magnetizing current of the transformer has a high influence on the test results. Make sure that the trip circuit of the differential relay is blocked and cannot cause unwanted tripping. On the other hand a backup protection, like an overcurrent relay, must protect the transformer in case of faults!

5.3.1 Adjustment of the interposing C.T.s

The correct connection and accurate adjustment of the C.T.s can be checked with a voltmeter. For this 7 terminals are provided at the lower terminal strip. The associated adjustment potentiometers are arranged above these terminals. Differences of the main C.T.s up to 1.5 % I_n can be adjusted by the potentiometers.

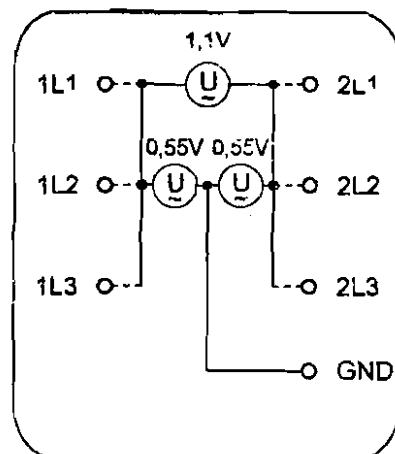


Figure 5.3: Connection of voltmeter

Information about measuring results can be found on the following table.

a)	Measuring 1 (1L1 - GND) Measuring 2 (2L1 - GND) Measuring 3 (1L1 - 2L1)	550 mV 550 mV 1100 mV	Correct connection
b)	Measuring 1 (1L1 - GND) Measuring 2 (2L1 - GND) Measuring 3 (1L1 - 2L1)	550 mV 550 mV 0 mV	Current flow of a C.T. (S1 and S2) is mixed-up
c)	Measuring 1 (1L1 - GND) Measuring 2 (2L1 - GND) Measuring 3 (1L1 - 2L1)	550 mV 550 mV 550 mV	Phase position mixed-up (e.g. one current from phase L1, the other one from phase L2)
d)	Measuring 1 (1L1 - GND) Measuring 2 (2L1 - GND) Measuring 3 (1L1 - 2L1)	550 mV 550 mV 950 mV	Current flow and phase position of a C.T. is mixed-up

Table 5.1: Measuring results

The internal measuring voltages proportional to the input currents may be measured as follows. The measuring instrument should be a digital multimeter set to AC-voltage measurement, range 2.0 V. The readings stated below refer to nominal current of the transformer (referring to the order form). Any current value below may be calculated proportionally.

Please also note that due to the C.T. errors and the transformer magnetizing current the measured values might deviate up to 10% from the theoretical values.

Nominal load current of the transformer is generally transformed to the internal measuring voltage of 550 mV AC. Both amplitudes of the measuring voltages of one phase, e.g. 1L1 and 1L2, should be equal. The phase angle of the voltages of one phase, e.g. 1L1 and 1L2, must be 180 degrees. A slight deviation might be caused by the magnetizing current of the transformer.

Hence the differential measurement in one phase, e.g. lead 1 connected to 1L1 and lead 2 connected to 2L1, must read twice the value of the measurement 1L1 to GND.

In case there are deviations from the expected value please check all wiring to the relay. This check must include the connection of the primary C.T. side and the secondary side. In most cases a wrong connection of the C.T.s is the reason for maloperation of the differential protection. If all connections are correct and the internal measuring value still shows deviations from the expected values, please check if the transformer group given on the type plate corresponds to the transformer vector group.

If the single ended measurements (e.g. 1L1 - GND) differ within one phase, e.g.:

1L1 - GND: 400 mV

2L1 - GND: 600 mV

1L1 - 2L1: 1000 mV

but the differential measurement equals the sum of both the deviation may be balanced using the concerned potentiometer on the front plate.

5.3.2 Function test

Attention!

Disconnect all leads for adjusting the interposing C.T.s and perform the following function test:

Load the transformer with minimum 50% load. Assure that the tripping of the transformer C.B. does not cause unwanted damages (blackout).

To operate the differential relay use a shunting link between one of the phase terminals and GND, e.g. connect 1L1 to GND. The relay should trip immediately. If no trip occurs, make sure that the load current exceeds the set value of I_{d1} .

6 Technical data

6.1 Relay case

Relay *XD1-T* is designed to be fastened onto a DIN-rail acc. to DIN EN 50022, the same as all units of the *PROFESSIONAL LINE*.

The front plate of the relay is protected with a sealable transparent cover (IP40).

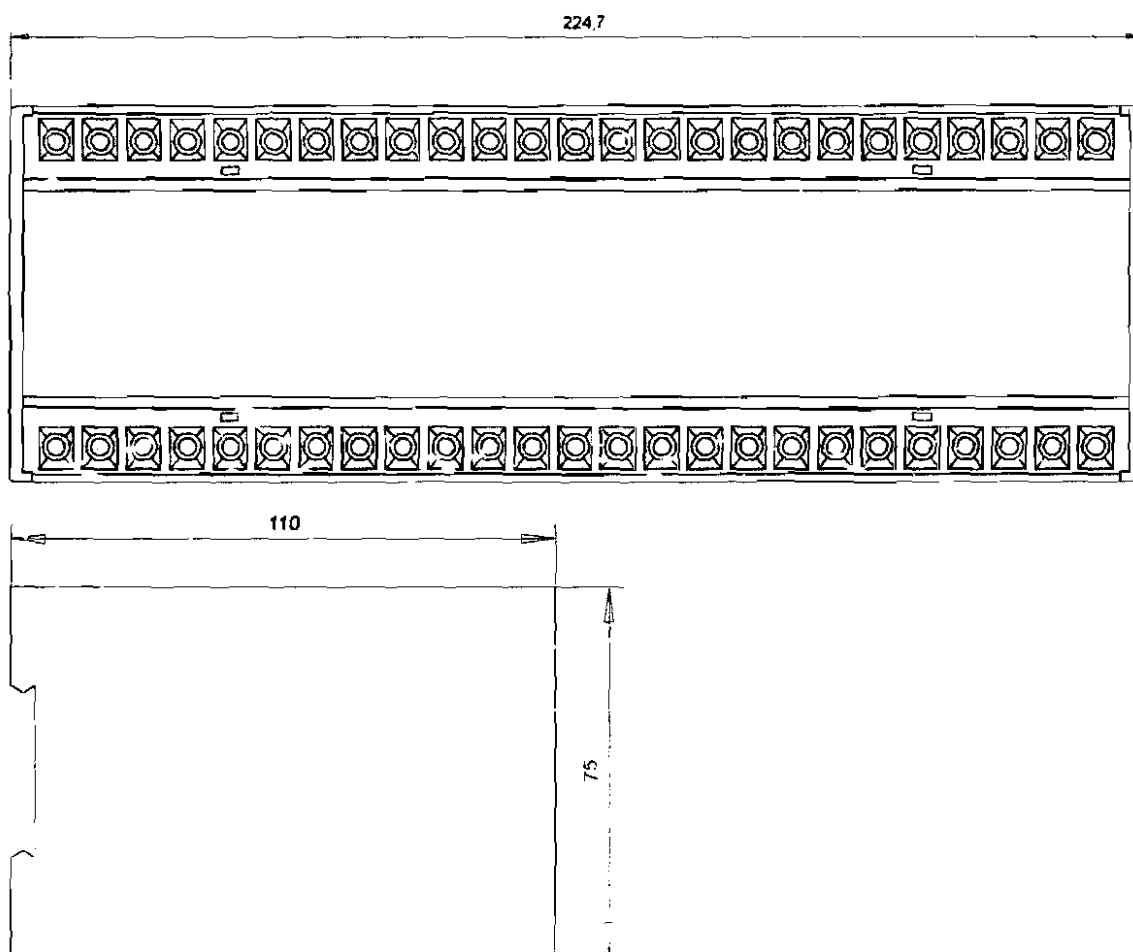


Figure 6.1: Dimensional drawing

Connection terminals

The connection of up to a maximum $2 \times 2.5 \text{ mm}^2$ cross-section conductors is possible. For this the transparent cover of the unit has to be removed (see para. 4).

6.2 Technical Data

Measuring input

Rated data:

Rated current I_N : 1 A / 5 A
 Rated frequency f_N : 50 - 60 Hz

Power consumption in current circuit:
 at $I_N = 1$ A <0.1 VA
 at $I_N = 5$ A <0.5 VA

Thermal withstand capability
 in current circuit:

dynamic current withstand (half-wave)	$250 \times I_N$
for 1 s	$100 \times I_N$
for 10 s	$30 \times I_N$
continuously	$4 \times I_N$

Auxiliary voltage

Rated auxiliary voltages U_H :
 35 - 275 V AC ($f = 40 - 70$ Hz)
 19 - 390 V DC

General data

Dropout to pickup ratio: >97%
 Returning time: <50ms
 Returning time after tripping: 100ms \pm 10ms
 Minimum operating time: 40ms

Output relays

The output relays have the following characteristics:

Maximum breaking capacity: 250 V AC / 1500 VA / continuous current 6 A
 For DC-voltage:

	ohmic	L/R = 40 ms	L/R = 70 ms
300 V DC	0,3 A/90 W	0,2 A/63 W	0,18 A/54 W
250 V DC	0,4 A/100 W	0,3 A/70 W	0,15 A/40 W
110 V DC	0,5 A/55 W	0,4 A/40 W	0,20 A/22 W
60 V DC	0,7 A/42 W	0,5 A/30 W	0,30 A/17 W
24 V DC	6,0 A/144 W	4,2 A/100 W	2,50 A/60 W

Max. rated making current: 64 A (VDE 0435/0972 and IEC 65/VDE 0860/8.86)
 Making current: min. 20 A (16 ms)
 Mechanical life span: 30×10^6 operating cycles
 Electrical life span: 2×10^5 operating cycles at 220 V AC / 6 A
 Contact material: silver cadmium oxide (AgCdO)

System data

Design standard:	VDE 0435, T303; IEC 255-4; BS142
Specified ambient service	
Storage temperature range:	- 40°C to + 85°C
Operating temperature range:	- 20°C to + 70°C
Environmental protection class F as per DIN 40040 and per DIN IEC 68 part 2-3:	relative humidity 95 % at 40°C for 56 days
Insulation test voltage, inputs and outputs between themselves and to the relay frame as per VDE 0435, part 303 and IEC 255-5:	2.5 kV (eff.), 50 Hz; 1 min
Impulse test voltage, inputs and outputs between themselves and to the relay frame as per VDE 0435, part 303 and IEC 255-5:	5 kV; 1.2/50 µs; 0.5 J
High frequency interference test voltage, inputs and outputs between themselves and to the relay frame as per IEC 255-6:	2.5 kV/1MHz
Electrostatic discharge (ESD) test as per VDE 0843, part 2 IEC 801-2:	8 kV
Radiated electromagnetic field test as per VDE 0843, part 3 IEC 801-3:	electric field strength 10 V/m
Electrical fast transient (Burst) test as per VDE 0843, part 4 IEC 801-4:	4 kV/2.5 kHz, 15 ms
Radio interference suppression test as per DIN/VDE 57871:	limit value class A
Mechanical tests:	
Shock:	class 1 as per DIN IEC 255 part 21-2
Vibration:	class 1 as per DIN IEC 255 part 21-1
Degree of protection:	IP40 at closed front cover
Weight:	ca. 1.5 kg
Mounting position:	any
Overvoltage class:	III
Relay case material:	self-extinguishing

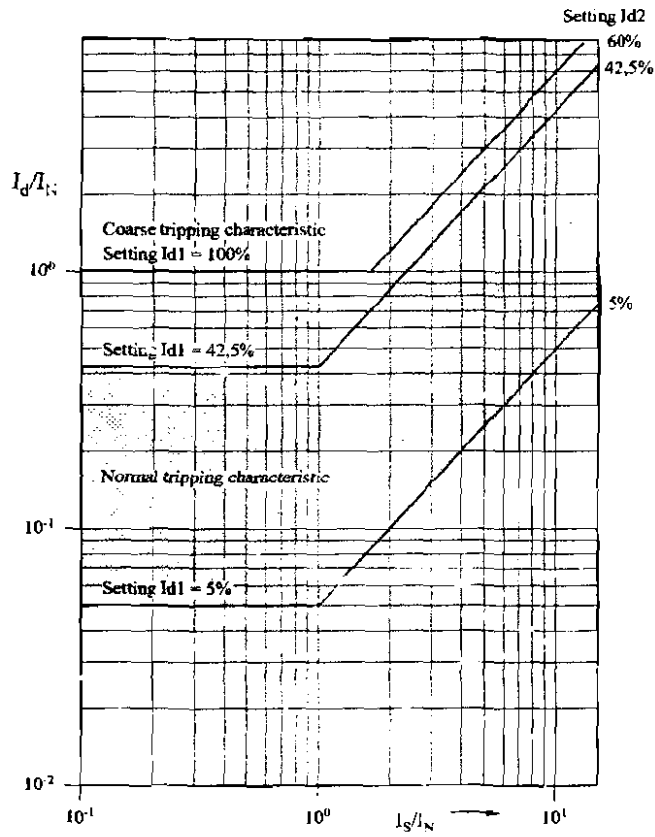


Figure 6.2: Tripping range

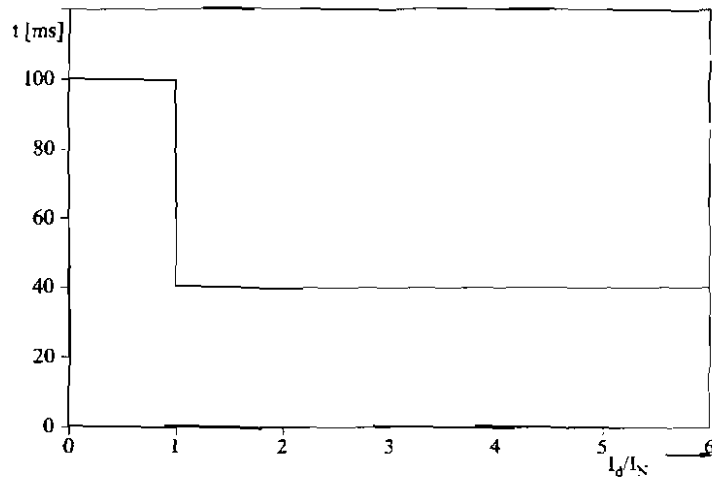


Figure 6.3: Tripping time

Accuracy details

for $I_s < I_N$:

$$e = \left| \frac{I_{trip} - I_{dset}}{I_N} \right| \cdot 100\%$$

for $I_s \geq I_N$:

$$e = \left| \frac{I_{trip} - I_{dset}}{I_s} \right| \cdot 100\%$$

where

e = relative error

I_s = stabilizing current

I_N = rated current

I_{trip} = measuring differential current which results in tripping

I_{dset} = differential current setting

Note:

The accuracy details quoted are based on interposing current transformer with exact correction ratio.

Accuracy at reference conditions:

- Temperature range
-5°C...40°C $e \leq 2.5\%$
- Frequency range
50 Hz...60 Hz: $e \leq 2.5\%$

If the operating temperature or frequency are outside the ranges quote, additional errors are:

- Temperature range
-20°C... 70°C: $e_{add} < 2.5\%$
- Frequency range
45 Hz...66 Hz: $e_{add} = 1\%$

7 Order form

Differential protection relay		XDI-				
Transformer protection (two windings)			T			
Primary rated current	1 A			1		
	5 A			5		
Secondary rated current	1 A				1	
	5 A				5	
none						.
latching relay and manual reset						SP
none						.
Extra equipment for reliable functioning during CT saturation !						SAT

* Please leave box empty if option is not desired

Transformer rated capacity				MVA
Vector group				
Voltage	High voltage side			kV ± %
	Low voltage side			
Current transformer ratio	High voltage side		/	
	Low voltage side		/	
Rated current	High voltage side		/	
	Low voltage side		/	

Important instruction !

In order to ensure the balancing of the transformer differential circuit, the variation of the current referred to the current transformer secondary shall be in the range from 50 % (0.5 A for 1 A CT and 2.5 A for 5 A CT) up to a maximum of 110 % (1.1 A for 1 A CT and 5.5 A for 5 A CT). We request you to kindly consider this factor while choosing the layout of the transformer.

Please check by means of the following formula the correctness of your data: $S = U \cdot I \cdot \sqrt{3}$

Technical data subject to change without notice !

8 Setting-list XD1-T


Project: _____ SEG job.-no.: _____

Function group: = _____ Location: ± _____ Relay code: - _____

Relay functions: _____ Date: _____

Setting of parameters

Function		Unit	Default settings	Actual settings
Id1	Differential current 1	% In	5	
Id2	Differential current 2	% In	5	

 **WOODWARD**



Woodward SEG GmbH & Co. KG

Krefelder Weg 47 · D – 47906 Kempen (Germany)

Postfach 10 07 55 (P.O.Box) · D – 47884 Kempen (Germany)

Phone: +49 (0) 21 52 145 1

Internet

Homepage <http://www.woodward-seg.com>

Documentation <http://doc.seg-pp.com>

Sales

Phone: +49 (0) 21 52 145 635 · Telefax: +49 (0) 21 52 145 354

e-mail: kemp.electronics@woodward.com

Service

Phone: +49 (0) 21 52 145 614 · Telefax: +49 (0) 21 52 145 455

e-mail: kemp_pd@woodward.com

Transformer Differential Relay

COOPER Power Systems

Electrical Apparatus

150-30

MD32T Transformer Differential Relay

The MD32T Transformer Differential Relay is a member of Cooper Power Systems' Edison® line of microprocessor based protective relays. The MD32T relay offers the following functions:

- High and low set differential elements for each phase with multi-slope bias characteristics. The MD32T is suitable for protecting any two winding transformer or a three winding transformer with unit-directional current flow.
- Low set differential element response time of less than 2 cycles, high set response time under 1 cycle.
- Programmable 2nd and 5th harmonic restraint elements which may be reduced automatically during transformer energization or at any time by an external trigger.
- Restricted ground fault element.
- Automatic CT ratio compensation for all transformer winding and CT connection configurations through programmable vector groups.
- 16 cycle oscillographic records of trip events. An oscillographic record may also be triggered externally.

The MD32T also shares the following features common to all Edison® relays:

- Simple five button man machine interface (MMI) allows access to all functions, settings, and stored data without the need for a computer.
- Bright electroluminescent display easily visible even in brightly lit environments.
- Draw-out design permits relay testing without disturbing connections to case.

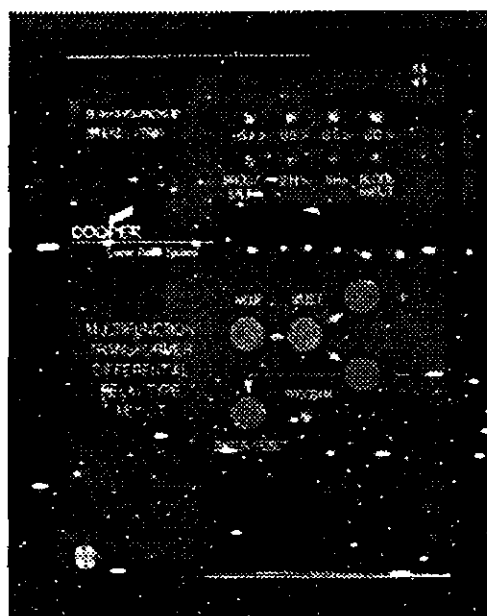


Figure 1.
Front View of the MD32T Transformer Differential Relay

- Modbus communication protocol and RS485 terminal on rear.
- Modular design allows the draw-out module to be fitted to a variety of space saving cabinet styles.
- Three programmable Form C (SPDT) output contacts and one Form A/B contact.
- Pick-up (start-time) elements.
- Programmable reset characteristics.
- Dedicated power supply/relay fail output contacts.

Applications

The MD32T is ideally suited for the protection of any two winding transformer against two or three phase internal faults, inter-turn faults, and ground faults in transformers with low-impedance or solidly grounded neutrals.

The MD32T may also be used to protect multi-winding transformers where one winding always acts as the source winding, and the CTs of the other load windings are connected in an appropriate manner to represent the sum of the load currents.

For autotransformer-started motors, some differential protection schemes include the autotransformer in the zone of protection. In this case a rotating machine differential relay, such as the MD32G, is not suitable as the 2nd and 5th harmonic restraint functions common to transformer differential relays is required. For this application, the MD32T should be used.

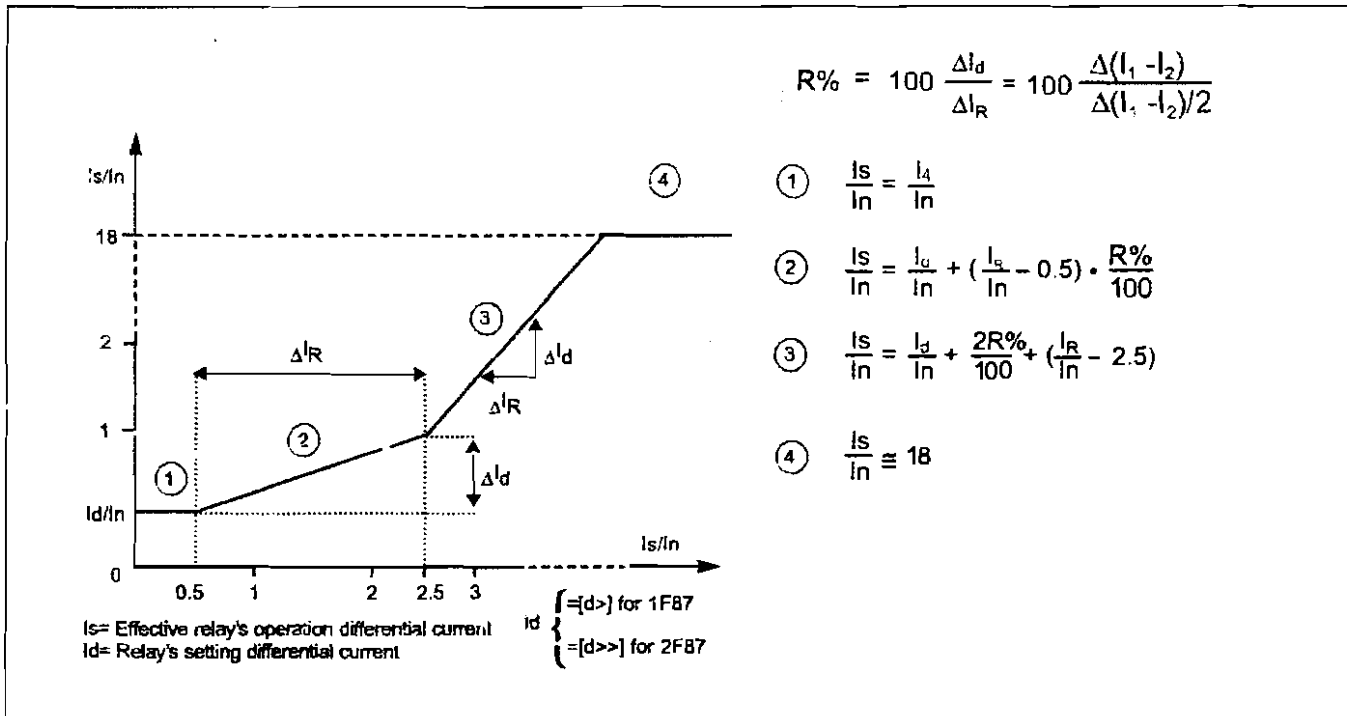


Figure 2. Dual Slope Bias Characteristic of the MD32T Differential Relay

Multi-slope Biased Differential Element

Each phase is provided with its own differential element with a characteristic as shown in Figure 2. The relay internally calculates the RMS value of the differential current compensated for any CT ratio and phase angle mismatch.

The minimum differential current required for operation is adjustable between 0.1 and 0.5 pu of the rated current. This setting is fixed up to 0.5 pu of the transformers rated current. Above 0.5 pu compensation of the set point is required for CT saturation, which may occur at higher current levels, and for voltage ratio fluctuations caused by on-load tap changers. From 0.5 to 2.5 pu of rated current, the slope of the differential element is adjustable between 10 and 50%. Between 2.5 pu and 18 pu of rated current, the bias slope is fixed at 100%.

Low Set Differential Element

In addition to the multi-slope bias characteristic, the low set differential element is further equipped with programmable 2nd and 5th harmonic restraint logic.

During transformer energization, significant 2nd harmonic current is present, which may result in false trips. This requires the relay to suppress its response to the 2nd harmonic component of current. The MD32T allows for adjustment of the 2nd harmonic restraint element over the range of 0.1 to 0.3 pu of the transformer's rated current.

Similarly, over-excitation of the transformer may result in significant levels of 5th harmonic current, requiring similar restraint characteristics. The MD32T allows for an adjustment range of 0.2 - 0.4 pu of rated current. Either or both the 2nd and 5th harmonic restraint elements may be disabled if desired.

To avoid problems associated with the harmonic restraint elements from being too sensitive on actual

faults and blocking the relay, the MD32T allows the harmonic restraint settings to be lowered to as little as one-half the normal settings during a programmable time period following transformer energization. Transformer energization is sensed via a digital input connected to an auxiliary contact on the transformer's breaker.

High Set Differential

An instantaneous (high set) differential element is provided to quickly remove the transformer from service in the event of severe internal faults. To effectively eliminate the effects of dc offsets and harmonics, the relay trips on the sensing of sequential positive and negative peak currents whose magnitude exceeds the high set trip level.

The high set trip level may be either set to be a fixed value, or may be biased in the same fashion as the low set element. Due to the operational nature of the element, no harmonic programmable harmonic restraint elements are provided. This element will operate in less than 1 cycle (15 msec).

Ground Fault Protection

To provide greater coverage for ground faults, the MD32T monitors the fundamental frequency component of current fed into the ground element inputs. Depending upon the connection, this element can perform:

- Restricted ground fault protection for one Y connected winding (87N).
- Residual current (3I₀) protection of one winding (51G).
- Neutral current protection of one winding (51N).

This ground fault element consists of a definite time high set element and a fixed 30 ms response time instantaneous element. This element may be blocked during transformer energization.

Targets

Eight bright LED targets are provided as follows:

- One red LED for each of the three phase differential elements.
- One red LED for the restricted ground fault element.
- Two red LEDs to signal when the 2nd or 5th harmonic currents respectively exceed the restraint level.

For all of the above, the LEDs flash when the element is picked up, and constantly illuminate upon trip. In addition, one yellow LED is provided which illuminates when the blocking input is active. A second yellow LED flashes when the relay is in programming mode, and illuminates constantly upon relay or power supply failure.

Blocking Input

An opto-isolated programmable blocking input is provided. This input may be programmed so that when activated, any combination of the low set differential, high set differential, or ground fault elements may be blocked.

While the blocking input is active, the pickup of any element associated with the blocking input is prevented. Sensing of the input

quantities and the countdown of any timers begins only when the blocking is removed.

Reset Characteristic

The programmable output relays may be programmed to reset in one of two manners.

- Instantaneously upon the input or calculated quantities dropping below the pickup value.
- Manual reset (by front panel or computer command) only.

Measurements and Inrush Values

The following quantities are continuously monitored and are available for display at the relay and are accessible by software:

- RMS values of each phase's differential current
- Fundamental frequency component of the neutral current in per unit of the rated phase current.
- RMS values of the three high side currents.
- RMS values of the three low side currents.
- 2nd and 5th harmonic current components of each of the phase's differential currents.

In addition, the maximum values of each of these quantities during the first 100 msec after transformer energization is also recorded. This makes it convenient to quickly review the inrush currents associated with the most recent energization.

Last Trip Record

The following parameters are stored in non-volatile memory, providing details of the last five trip events:

- Which element was the cause of the last trip.
- The values of all measured currents at the time of trip.

In addition the relays keep a cumulative total of the cause of all breaker trips.

Oscillography

The MD32T stores two oscillographic records which are made available for downloading to a PC for graphing. All six input phase currents are recorded. Each oscillographic record consists of 8 pre-trigger and 8-post trigger cycles, for a total of 16 cycles. The waveform is sampled at 12 samples per cycle. Storage of an oscillographic record may be programmed to occur automatically every time a protective element trips, or to occur only upon an external trigger.

Output Elements

The following functions may be programmed to one or more of the output relays. The only limitation is that pick-up and time delay functions may not be assigned to operate the same output relay(s).

- Low set differential element.
- High set differential element.
- Instantaneous ground fault element.
- Time delayed ground fault element.

Diagnostics

Complete memory and circuit diagnostics are run upon powering the relay. The revision level of the firmware is displayed at this time.

The relay runs a comprehensive set of diagnostics every 15 minutes that includes memory checksum, test of the A/D converters by injection of an internally generated reference voltage, and a check of the ALU.

The relay provides two manual test routines which may be run at any time. The first routine performs the same 15 minute test and in addition checks the target LEDs and the control circuitry to the output relays without operating the output relays. The second test is identical but also operates the output relays.

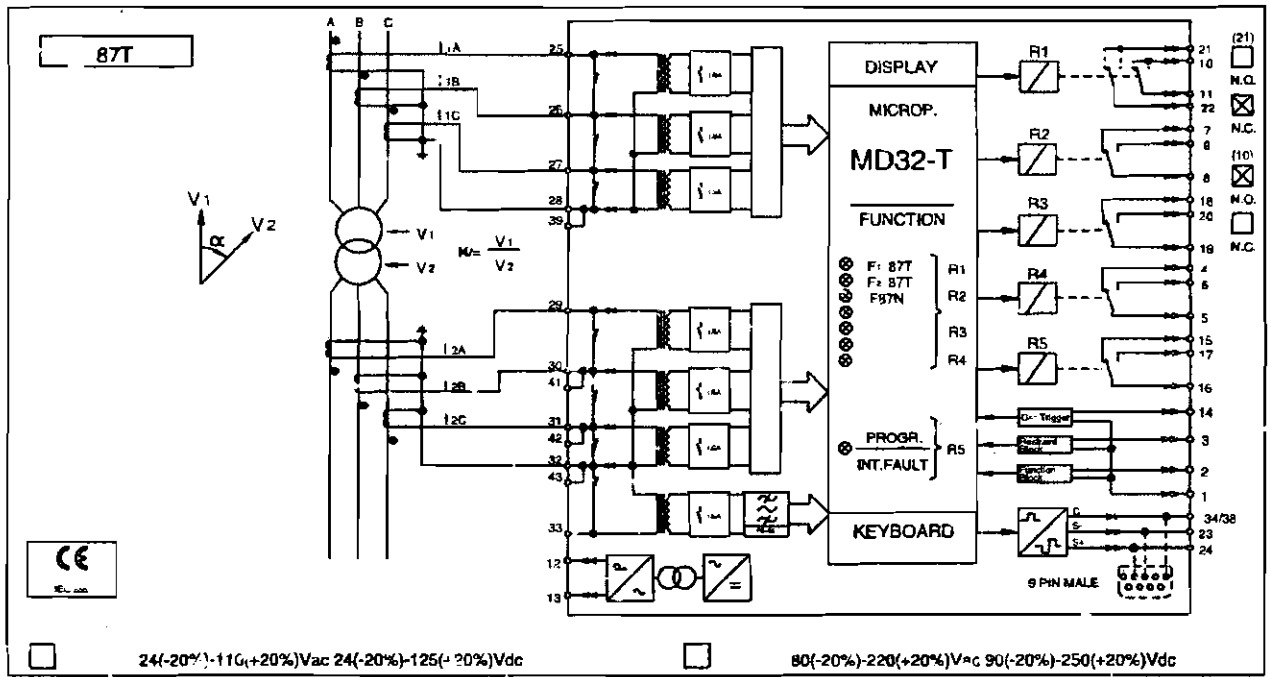


Figure 3. Wiring Diagram for the MD32T Transformer Differential Relay used for the 87T Protection. Only

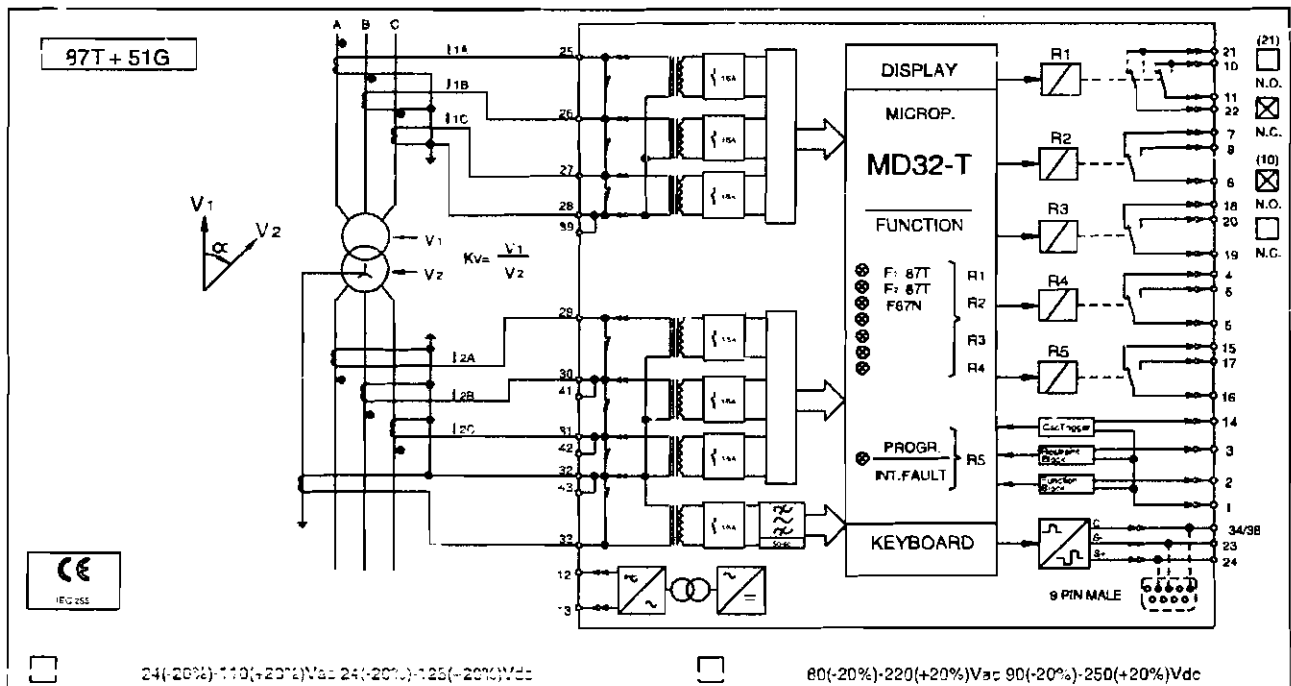


Figure 4. Wiring Diagram for the MD32T Transformer Differential Relay used for 87T and 51G Protection

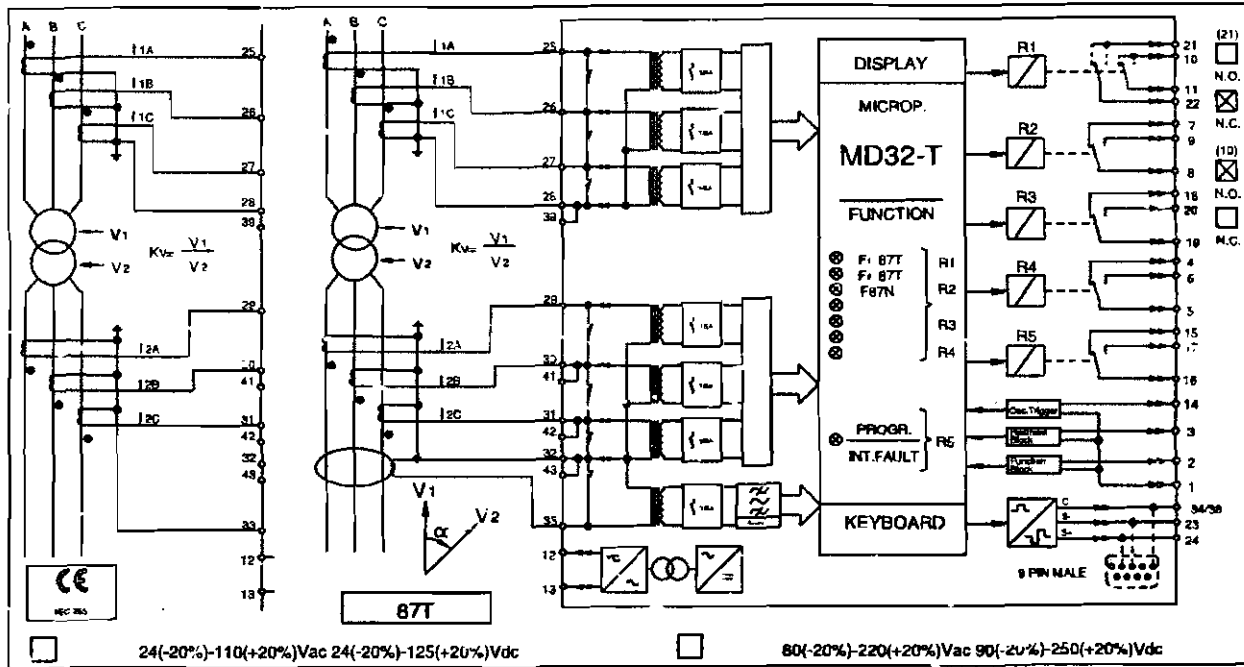


Figure 5. Wiring Diagram for the MD32T transformer Differential Relay used for 87T and 51N (Restricted Ground (Earth) Fault) Protection

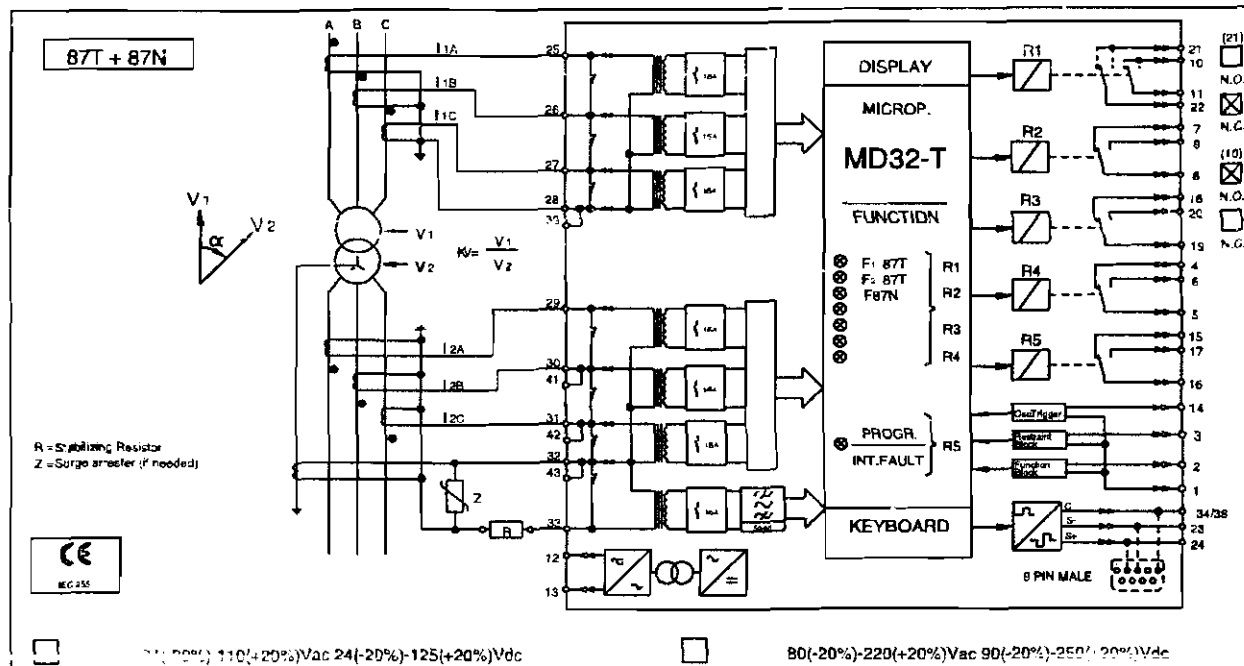


Figure 6. Wiring Diagram for the MD32T Transformer Differential Relay used for 87T and 87N (Restricted Ground (Earth) Fault) Protection

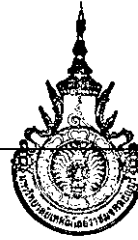


TABLE 1
Functional Specifications

Nominal system frequency setting range.....	50 or 60 Hz
Programmable rated primary input current of phase CTs.....	1 - 9999A in 1A steps(High and low side CT programmable separately)
Programmable rated phase-to-phase voltage of transformer.....	0.20 to 380.00 kV in 0.01 kV steps (High and low side voltages programmable separately)
Transformer connection and vector group.....	Yy0 to Yz0
Differential Element	
Minimum pick-up level of low set differential element.....	0.10 to 0.50 pu of rated CT current in 0.01 pu step
Minimum pick-up level of high set differential element.....	2.0 to 18.0 pu of rated CT current in 0.1 pu steps
Bias percentage slope from 0.5 pu to 2.5 pu rated CT current.....	10 - 50% in 1% steps
2nd Harmonic restraint level.....	0.10 to 0.30 pu of the differential current in 0.01 pu steps
5th Harmonic restraint level.....	0.20 to 0.40 pu of the differential current in 0.01 pu steps
Harmonic restraint multiplier (reduction).....	0.50 to 1.00 pu of original setting in 0.01 pu steps during energization (2nd and 5th harmonic restraint multipliers programmable separately)
Harmonic restraint reduction timer (starting at transformer energization.)	0.05 to 99.00 seconds in 0.01 sec. steps
Ground Fault Element	
Minimum pick-up level for ground fault element.....	0.01 to 1.00 pu of rated CT current in 0.01 pu steps
Time delay of ground fault element.....	0.02 to 9.99 seconds in 0.01 second steps as described in IEC 76

Dimensional and Electrical Specifications

See Catalog Section 150-05 for electrical specifications and dimensional information on all Edison® Relays.

Ordering Information

Construct catalog number from Table 2.

Example: MD32TL5JS is an MD32T with low range power supply, 5A CT inputs, in a single relay case.

If ordering two or more relays to be fit in a common case, the first relay ordered should indicate the case style desired. This relay will be located in the leftmost bay of the case. Subsequent relays should use the C2, C3, or C4 suffixes to denote their position in the case using the leftmost bay as a C1 reference.

TABLE 2
Catalog Numbers

Description	Catalog Number
Base Relay	MD32T
To the above add ons each of the following applicable suffixes	
Power Supply¹	
24-110V AC/DC	L
90-220V AC/DC	H
Rated CT Input	
1A	1
5A	5
Modbus Protocol	J
Case Style²	
Draw out relay only, no cabinet supplied	D
Single relay case	S
Double relay case	T
19" Rack mount cabinet	N
Mounting Position	
Denotes mounting position in either a double case or 19" Rack along with other relays ordered at the same time.	C2 C3 C4

¹ The power supplies are user replaceable and interchangeable. See Catalog section 150-99.

² The relay itself may be drawn out of any of the listed cases and plugged into any of the other case styles. The catalog number specified during ordering denotes the type of cabinet in which the relay will be shipped.

