

การใช้คอมพิวเตอร์ช่วยจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับ  
ระบบไฟฟ้าอุตสาหกรรม

นายวิษณุ สุรเดชาปัญญากุล

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2554  
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)  
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository(CUIR)  
are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

COMPUTER-AIDED COORDINATION OF OVERCURRENT PROTECTIVE DEVICES  
FOR INDUSTRIAL POWER SYSTEMS

Mr. Witsanu Suradechpanyakul

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements  
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การใช้คอมพิวเตอร์ช่วยจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน  
กระแสเกินสำหรับระบบไฟฟ้าอุตสาหกรรม

โดย

นายวิษณุ สุระเดชาปัญญากุล

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

อาจารย์ ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล

---

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน  
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร. บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. คมสัน เพ็ชรวิเศษ)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(อาจารย์ ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล)

..... กรรมการ

(อาจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศน์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธีรธรรม บุญยะกุล)

วิชญ์ สุรเดชาปัญญากุล : การใช้คอมพิวเตอร์ช่วยจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับระบบไฟฟ้าอุตสาหกรรม.(COMPUTER-AIDED COORDINATION OF OVERCURRENT PROTECTIVE DEVICES FOR INDUSTRIAL POWER SYSTEMS) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อ. ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล, 129 หน้า.

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ให้ชื่อว่า COPD (Computer-aided coordination of Overcurrent Protective Device) เพื่อช่วยจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสำหรับระบบไฟฟ้าอุตสาหกรรม ซึ่งโปรแกรม COPD ที่นำเสนอนี้ สามารถคำนวณค่ากระแสลัดวงจร หาค่าผลต่างเวลาระหว่างอุปกรณ์ป้องกันหลักและอุปกรณ์ป้องกันสำรอง หาค่าพลังงานจากการอาร์ค เขียนกราฟคุณลักษณะเวลา-กระแส และที่สำคัญสามารถจัดความสัมพันธ์รวมถึงหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินได้โดยอัตโนมัติ ซึ่งทั้งหมดนี้จะช่วยทำให้การจัดความสัมพันธ์มีความถูกต้อง สะดวก และรวดเร็วมากยิ่งขึ้น

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อนิสิต.....  
 สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....  
 ปีการศึกษา.....2554.....

# # 5270838721 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : COORDINATION/ PROTECTION/ COMPUTER-AIDED  
COORDINATION/ POWER SYSTEM PROTECTION

WITSANU SURADECHAPANYAKUL: COMPUTER-AIDED COORDINATION  
OF OVERCURRENT PROTECTIVE DEVICES FOR INDUSTRIAL POWER  
SYSTEMS. ADVISOR: CHANARONG BANMONGKOL, Ph.D., 129 pp.

This thesis presents the development of a computer program named COPD (Computer-aided coordination of Overcurrent Protective DeVICES) for helping to coordinate the overcurrent protective devices in industrial power systems. The COPD program can calculate fault currents and arcing energy, find coordination time intervals, plot time-current characteristic curves and propose setting values of overcurrent protective devices. All useful functions provide convenience and speed for the coordination of overcurrent protective devices with accurate results.

Department : Electrical Engineering ..... Student's Signature .....

Field of Study : Electrical Engineering ..... Advisor's Signature .....

Academic Year : 2011 .....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ ด้วยความกรุณาและความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ โดยได้ให้คำแนะนำ ข้อคิดต่างๆ และแรงบันดาลใจในการทำงานวิจัยมาด้วยดีตลอด

นอกจากนี้ต้องขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ อันประกอบไปด้วย ผศ. ดร.คมสัน เพ็ชรวัชร อาจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศนีย์ และ ผศ. ดร. ธีรธรรม บุญยะกุล ที่ได้สละเวลาอันมีค่ามาตรวจสอบ แก้ไข และให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอบพระคุณอาจารย์ทุกท่านที่ได้ให้ความรู้ คำแนะนำ และ สอนในสิ่งที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิจัยของผู้วิจัย

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และทุกๆ คนในครอบครัวของผู้วิจัย ที่ได้ให้กำลังใจและให้การสนับสนุนด้วยดีเสมอมา

# สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย .....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ .....	จ
กิตติกรรมประกาศ .....	ฉ
สารบัญ .....	ช
สารบัญตาราง .....	ญ
สารบัญภาพ .....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญ .....	1
1.2 วัตถุประสงค์ .....	2
1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์ .....	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและดำเนินงาน .....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ .....	3
1.6 ประมวลวิทยานิพนธ์ .....	3
บทที่ 2 กระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าและการคำนวณ .....	5
2.1 ชนิดของการลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง .....	5
2.1.1 การลัดวงจรแบบสมมาตร (Symmetrical fault) .....	5
2.1.2 การลัดวงจรแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical fault) .....	8
2.2 การคำนวณค่ากระแสลัดวงจร .....	16
2.2.1 การคำนวณค่ากระแสลัดวงจรด้วยวิธี $Z_{BUS}$ .....	16
2.2.2 การคำนวณค่ากระแสลัดวงจรสำหรับระบบสามเฟสสมดุลด้วยวิธี $Z_{BUS}$ .....	19
2.2.3 อิมพีแดนซ์และแอดมิตแตนซ์ลัดวงจร .....	20

บทที่ 3 อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	22
3.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันต่ำ .....	22
3.2 ฟิวส์ (Fuse).....	28
3.3 รีเลย์ป้องกัน (Protective relay) .....	32
บทที่ 4 การวัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน.....	38
4.1 ความรู้เบื้องต้นในการวัดความสัมพันธ์.....	38
4.2 ข้อมูลสำหรับการวัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน.....	39
4.3 ขั้นตอนการวัดความสัมพันธ์อุปกรณ์ป้องกัน.....	44
4.4 พลังงานจากการอาร์ก (Arcing Energy) .....	45
บทที่ 5 โปรแกรม COPD.....	47
5.1 คุณสมบัติการทำงาน of โปรแกรม COPD .....	47
5.2 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม COPD .....	48
5.2.1 ส่วนป้อนข้อมูลเข้า .....	49
5.2.2 ส่วนข้อมูลกราฟคุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกัน .....	57
5.2.3 ส่วนประมวลผล .....	57
5.2.4 ส่วนแสดงผล.....	64
บทที่ 6 ตัวอย่างและการทดสอบโปรแกรม COPD.....	70
6.1 การทดสอบ .....	70
6.1.1 ระบบทดสอบ.....	70
6.1.2 การทดสอบและการใช้งานโปรแกรม COPD.....	73
6.1.3 การตรวจสอบความถูกต้องเปรียบเทียบกับโปรแกรม EasyPower .....	87
6.2 ตัวอย่างการวัดความสัมพันธ์โดยใช้โปรแกรม COPD .....	93
6.2.1 ตัวอย่างที่ 1 .....	93



6.2.2 ตัวอย่างที่ 2 .....	107
บทที่ 7 สรุปและข้อเสนอแนะ.....	122
7.1 สรุป .....	122
7.2 ข้อเสนอแนะ .....	123
รายการอ้างอิง.....	124
ภาคผนวก.....	125
ภาคผนวก ก. กราฟคุณลักษณะเวลา-กระแสของอุปกรณ์ป้องกัน.....	126
ภาคผนวก ข. อิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้า .....	128
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ .....	129

## สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของหม้อแปลง .....	12
ตารางที่ 2.2 $Z_F^{abc}$ และ $Y_F^{abc}$ .....	20
ตารางที่ 2.3 $Z_F^{012}$ และ $Y_F^{012}$ .....	21
ตารางที่ 3.1 ค่าคงที่ของกราฟคุณลักษณะของรีเลย์รูปแบบต่างๆ .....	34
ตารางที่ 4.1 ค่าช่วงเวลาสำหรับการจัดความสัมพันธ์.....	40
ตารางที่ 4.2 การพิจารณาขนาดเครื่องป้องกันกระแสเกินของหม้อแปลงตาม NEC 450-3(A) ....	43
ตารางที่ 4.3 การแบ่งขอบเขตความเสียหายที่เกิดจากการอาร์ก .....	46
ตารางที่ 6.1 ข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.1.....	71
ตารางที่ 6.2 ข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.1 .....	72
ตารางที่ 6.3 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบทดสอบ.....	76
ตารางที่ 6.4 ค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกัน .....	77
ตารางที่ 6.5 ค่าพลังงานจากการอาร์ก .....	85
ตารางที่ 6.6 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรของโปรแกรม COPD กับโปรแกรม EasyPower.....	87
ตารางที่ 6.7 เปรียบเทียบค่าของช่วงเวลาการจัดความสัมพันธ์ .....	89
ตารางที่ 6.8 ข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.16.....	95
ตารางที่ 6.9 ข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.16 .....	96
ตารางที่ 6.10 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบทดสอบในตัวอย่างที่ 1 .....	99
ตารางที่ 6.11 ค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบของตัวอย่างที่ 1 .....	99
ตารางที่ 6.12 ค่าพลังงานจากการอาร์กของตัวอย่างที่ 1 .....	105
ตารางที่ 6.13 ข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.23.....	108
ตารางที่ 6.14 ข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.23 .....	109

ตารางที่ 6.15 ข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันแบบลงดินในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.23 .....	110
ตารางที่ 6.16 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบทดสอบในตัวอย่างที่ 2.....	112
ตารางที่ 6.17 ค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบของตัวอย่างที่ 2 .....	112
ตารางที่ 6.18 ค่าพลังงานจากการอาร์กของตัวอย่างที่ 2 .....	119
ตารางที่ ข.1 อิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้าเดินในท่อหรือเป็นสายเคเบิลตาม มอก.11 - 2531 .....	128

## สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 2.1 การลัดวงจรแบบสามเฟสสมมาตรที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	5
ภาพที่ 2.2 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาในขณะที่เกิดการลัดวงจร .....	6
ภาพที่ 2.3 กราฟการลดลงของกระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า .....	7
ภาพที่ 2.4 แบบจำลองของมอเตอร์ในแต่ละช่วงเวลาในขณะที่เกิดลัดวงจร.....	8
ภาพที่ 2.5 ส่วนประกอบลำดับบวก ลบ และลำดับศูนย์.....	8
ภาพที่ 2.6 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของโหลดที่ต่อแบบ Y.....	11
ภาพที่ 2.7 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	12
ภาพที่ 2.8 การลัดวงจรลงดินเส้นเดียวที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า .....	13
ภาพที่ 2.9 การลัดวงจรลงดินเส้นเดียวในระบบไฟฟ้า .....	13
ภาพที่ 2.10 การลัดวงจรระหว่างสายที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า .....	14
ภาพที่ 2.11 การลัดวงจรระหว่างสายในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	14
ภาพที่ 2.12 การลัดวงจรสองสายลงดินที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	15
ภาพที่ 2.13 การลัดวงจรสองสายลงดินในระบบไฟฟ้า.....	15
ภาพที่ 2.14 จำลองระบบไฟฟ้ากำลังแบบ 3 เฟสที่สภาวะอยู่ตัว.....	16
ภาพที่ 2.15 จำลองระบบไฟฟ้ากำลังแบบ 3 เฟสสำหรับศึกษาการหาค่ากระแสลัดวงจร .....	17
ภาพที่ 2.16 จำลองระบบไฟฟ้ากำลังแบบ 3 เฟสเมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส p.....	17
ภาพที่ 3.1 แสดง MCCB และ ACB ของ “Schneider” .....	22
ภาพที่ 3.2 แสดง ICCB ของ “Schneider” .....	23
ภาพที่ 3.3 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของการทริปแบบความร้อน-แม่เหล็ก.....	25
ภาพที่ 3.4 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของการทริปแบบโซลิดสเตต .....	26
ภาพที่ 3.5 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของการทริปกระแสลัดวงจรลงดิน .....	26

ภาพที่ 3.6 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของคาร์ทริดฟิวส์ประเภท J “Bussmann” .....	30
ภาพที่ 3.7 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของชุดฟิวส์กลึงจำกัดกระแสชนิด E-rated .....	33
ภาพที่ 3.8 กราฟแสดงเส้นโค้งการทำงานของรีเลย์แต่ละชนิด .....	35
ภาพที่ 3.9 การต่อรีเลย์แบบกระแสตกค้าง.....	36
ภาพที่ 3.10 การต่อรีเลย์แบบหม้อแปลงกระแสแกนสมดุล.....	36
ภาพที่ 3.11 การต่อรีเลย์แบบ Neutral ground relay .....	37
ภาพที่ 4.1 หม้อแปลงแบบ D-Y เมื่อด้านแรงต่ำเกิดการลัดวงจรลงดินเส้นเดียว.....	39
ภาพที่ 4.2 หม้อแปลงแบบ D-Yg เมื่อด้านแรงต่ำเกิดการลัดวงจรระหว่างสาย .....	40
ภาพที่ 4.3 การป้องกันมอเตอร์ .....	41
ภาพที่ 4.4 กราฟความคงทนของหม้อแปลง.....	42
ภาพที่ 4.5 การป้องกันสายไฟฟ้าด้วย MCCB .....	44
ภาพที่ 5.1 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม COPD .....	48
ภาพที่ 5.2 ส่วนป้อนข้อมูลสำหรับอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟส .....	49
ภาพที่ 5.3 ส่วนป้อนข้อมูลสำหรับอุปกรณ์ป้องกันแบบลงดิน .....	50
ภาพที่ 5.4 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของรีเลย์ .....	51
ภาพที่ 5.5 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของฟิวส์ .....	51
ภาพที่ 5.6 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันต่ำ .....	52
ภาพที่ 5.7 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันลงดินของ CB และ GFR .....	53
ภาพที่ 5.8 ส่วนป้อนข้อมูลสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า .....	53
ภาพที่ 5.9 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของแหล่งจ่าย .....	54
ภาพที่ 5.10 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของหม้อแปลง .....	54
ภาพที่ 5.11 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของมอเตอร์ .....	55
ภาพที่ 5.12 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของสายไฟฟ้า.....	55

ภาพที่ 5.13 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของโหลด .....	56
ภาพที่ 5.14 ตัวอย่างหน้าต่างแสดงไดอะแกรมเส้นเดียว .....	56
ภาพที่ 5.15 ขั้นตอนการหาค่ากระแสลัดวงจรของโปรแกรม COPD.....	58
ภาพที่ 5.16 ขั้นตอนการจัดความสัมพันธ์ของโปรแกรม COPD.....	59
ภาพที่ 5.17 ตัวอย่างตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจร .....	64
ภาพที่ 5.18 ตัวอย่างกราฟการจัดความสัมพันธ์และตารางแสดงค่าผลต่างเวลา .....	66
ภาพที่ 5.19 ตัวอย่างตารางแสดงค่าพลังงานจากการอาร์ก.....	67
ภาพที่ 5.20 ตัวอย่างตารางแสดงค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน (CB) .....	69
ภาพที่ 6.1 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ .....	70
ภาพที่ 6.2 การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าลงในโปรแกรม COPD .....	73
ภาพที่ 6.3 การป้อนข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสของระบบทดสอบ .....	74
ภาพที่ 6.4 การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันลงดินของระบบทดสอบ .....	74
ภาพที่ 6.5 Single Line Diagram ของระบบทดสอบ.....	75
ภาพที่ 6.6 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ CB3 ถึง Motor4.....	78
ภาพที่ 6.7 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse1 ถึง Motor3.....	79
ภาพที่ 6.8 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse3 ถึง Motor1 .....	80
ภาพที่ 6.9 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ TR1 ถึง CB3, Fuse1, CB2 .....	81
ภาพที่ 6.10 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay1 ถึง CB1.....	82
ภาพที่ 6.11 กราฟการจัดความสัมพันธ์ลงดิน .....	83
ภาพที่ 6.12 ค่าพลังงานจากการอาร์ก .....	85
ภาพที่ 6.13 เปรียบเทียบกราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ CB1 ถึง Relay1.....	90
ภาพที่ 6.14 เปรียบเทียบกราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse1 ถึง Motor3.....	91
ภาพที่ 6.15 เปรียบเทียบกราฟการจัดความสัมพันธ์ลงดินของ CB1, CB2, CB3 และ GFR1 .....	92

ภาพที่ 6.16 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบตัวอย่างที่ 1 ..... 94

ภาพที่ 6.17 ไดอะแกรมเส้นเดียวจากโปรแกรม COPD ของระบบทดสอบตัวอย่างที่ 1 ..... 98

ภาพที่ 6.18 กราฟการวัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ CB2 ถึง Motor1 ..... 99

ภาพที่ 6.19 กราฟการวัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse1 ถึง CB2 ..... 101

ภาพที่ 6.20 กราฟการวัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse3 ถึง Motor2 ..... 102

ภาพที่ 6.21 กราฟการวัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay5 ถึง Fuse3 ..... 103

ภาพที่ 6.22 กราฟการวัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay1, Relay2 ..... 104

ภาพที่ 6.23 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบตัวอย่างที่ 2 ..... 107

ภาพที่ 6.24 ไดอะแกรมเส้นเดียวจากโปรแกรม COPD ของระบบทดสอบตัวอย่างที่ 2 ..... 111

ภาพที่ 6.25 กราฟการวัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse2 ถึง Motor2, 3, 4 ในตัวอย่างที่ 2 ... 114

ภาพที่ 6.26 กราฟการวัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay3 ถึง Motor1, 5 ในตัวอย่างที่ 2 ..... 115

ภาพที่ 6.27 การวัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay1 ถึง Relay3, Fuse1, 2 ในตัวอย่างที่ 2 .. 116

ภาพที่ 6.28 กราฟการวัดความสัมพันธ์แบบลงดินของ Relay1 ถึง CB1 ในตัวอย่างที่ 2 ..... 117

ภาพที่ 6.29 กราฟการวัดความสัมพันธ์แบบลงดินของ Relay1 ถึง CB2 ในตัวอย่างที่ 2 ..... 118

ภาพที่ ก.1 กราฟคุณลักษณะเวลา-กระแสของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงต่ำชนิด PE-LS ของ SQD 126

ภาพที่ ก.2 กราฟคุณลักษณะเวลา-กระแสของฟิวส์ชนิด R-Rated ของ Bussmann ..... 127

# บทที่ 1

## บทนำ

### 1.1 ที่มาและความสำคัญ

เนื่องด้วยการเจริญเติบโตทางด้านเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม ทำให้มีการก่อสร้างโรงงาน อุตสาหกรรมและตึกที่มีขนาดใหญ่จำนวนมาก ซึ่งโรงงานอุตสาหกรรมและตึกที่มีขนาดใหญ่ นั้นจะต้องมีระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ตามไปด้วยและนั่นทำให้จำเป็นต้องมีอุปกรณ์ป้องกันที่มีจำนวนมากขึ้นเพื่อจำกัดและทำให้เกิดความเสียหายแก่อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบน้อยที่สุด

การป้องกันระบบไฟฟ้าจะต้องมีการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน เพื่อลดและจำกัด ขอบเขตและช่วงเวลาของส่วนที่ตัดออกจากระบบเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้น การจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันที่มีจำนวนมาก โดยไม่มีการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำเร็จรูปเข้ามาช่วย อาจจะต้องใช้เวลานาน อีกทั้งยังมีความยุ่งยาก ซับซ้อน ทำให้เกิดการจัดความสัมพันธ์ผิดพลาดได้ และจะส่งผลเสียต่อระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าอย่างมาก

ดังนั้นในปัจจุบันจึงได้มีโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำเร็จรูปออกมาเพื่อช่วยทำให้การจัดความสัมพันธ์มีความสะดวก รวดเร็ว และยังทำให้ง่ายต่อการตรวจสอบความผิดพลาดที่อาจจะเกิดขึ้น เช่นโปรแกรม ETAP, SKM หรือ EasyPower ซึ่งโปรแกรมสำเร็จรูปเหล่านี้ล้วนแล้วแต่พัฒนาขึ้นโดยบริษัทต่างชาติ อีกทั้งยังมีค่าลิขสิทธิ์ที่สูงมาก ดังนั้นสำหรับผู้ที่มีทุนทรัพย์น้อย จึงยากที่จะจัดซื้อ จัดหาเพื่อนำไปใช้ในงานด้านการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน และเนื่องด้วยในปัจจุบันโปรแกรมสำหรับจัดความสัมพันธ์ที่มีราคาถูกและพัฒนาขึ้นโดยคนไทยนั้นยังไม่แพร่หลายและอาจจะมิให้เห็นได้น้อยมาก

ดังนั้นเพื่อขจัดปัญหาทั้งหมดที่กล่าวมา วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอ โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ช่วยจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน สำหรับผู้ที่ไม่สามารถจัดหาโปรแกรมสำเร็จรูปซึ่งมีค่าลิขสิทธิ์ที่สูงได้ ซึ่งจะช่วยให้การจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันเป็นไปได้อย่างรวดเร็ว ถูกต้อง และยังช่วยกระตุ้นให้เกิดการตื่นตัวเกี่ยวกับการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการจัดความสัมพันธ์ขึ้นภายในประเทศ อีกทั้งโปรแกรมที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ยังสามารถพัฒนาและปรับปรุงให้มีคุณสมบัติการทำงานที่ดีขึ้นในอนาคต เพื่อให้ได้โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการจัดความสัมพันธ์ที่มีคุณสมบัติและความสามารถในการทำงานตรงกับความต้องการของผู้ใช้มากที่สุด



สำหรับโปรแกรมพื้นฐานที่นำมาใช้ในการเขียนโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการจัดการความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในวิทยานิพนธ์นี้ได้อาศัยโปรแกรม Matlab ซึ่งเป็นโปรแกรมที่แพร่หลายและรู้จักกันเป็นอย่างดีในวงการด้านวิศวกรรม อีกทั้งยังสามารถนำไปใช้กับคอมพิวเตอร์ทั่วไปได้อย่างสะดวก และง่ายต่อการติดตั้ง

## 1.2 วัตถุประสงค์

1. เข้าใจขั้นตอน หลักการ และวิธีการจัดการความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในระบบไฟฟ้ากำลัง
2. พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สามารถจัดการความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินทั้งแบบอัตโนมัติและไม่อัตโนมัติได้
3. สามารถนำโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้นไปใช้เพื่อเป็นทางเลือก นอกเหนือจากโปรแกรมสำเร็จรูปซึ่งมีค่าลิขสิทธิ์ที่สูงได้

## 1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1. ระดับแรงดันของอุปกรณ์ป้องกันจะพิจารณาที่ระดับแรงดันต่ำ ถึงระดับแรงดันปานกลางเป็นหลัก
2. ระบบไฟฟ้าที่ใช้ จะพิจารณาเฉพาะระบบเรเดียล
3. อุปกรณ์ป้องกันที่สามารถใช้ในโปรแกรมการจัดการความสัมพันธ์
  - รีเลย์
    - รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent relay) 50, 51, Motor Protection Relay
    - รีเลย์ป้องกันการลัดวงจรลงดิน (Ground fault relay) 50N, 51N, G
  - ฟิวส์
    - ฟิวส์แรงดันต่ำ: คาร์ทริดจ์ฟิวส์ (Cartridge Fuse)
    - ฟิวส์แรงดันสูง: ชุดฟิวส์กักตึงจำกัดกระแส (Current Limiting Power Fuse)
  - เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันต่ำ
4. การจัดการความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันสามารถทำได้ทั้งอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟส (Phase fault coordination) และแบบลงดิน (Ground fault coordination)
5. อุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะพิจารณาให้มีการป้องกันจะมีเฉพาะอุปกรณ์หลักๆ เช่น หม้อแปลง, มอเตอร์, สายไฟฟ้า

6. การหาค่ากระแสลัดวงจรจะไม่พิจารณาถึงผลของค่า อิมพีแดนซ์ลัดวงจร (Fault impedance:  $Z_f$ )

#### 1.4 ขั้นตอนการศึกษาและดำเนินงาน

1. ศึกษาการคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรด้วยวิธีทางคอมพิวเตอร์ (Computer Method)
2. ศึกษารายละเอียดของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชนิดและวิธีการใช้งาน
3. ศึกษาหลักการ และวิธีการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน
4. ศึกษาและเขียนโปรแกรม Matlab สำหรับการหาค่ากระแสลัดวงจรและการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน รวมถึงการเขียน GUI
5. รวบรวมข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชนิด แต่ละผู้ผลิตเพื่อเป็นฐานข้อมูลในโปรแกรม
6. ทดสอบความถูกต้องของโปรแกรมโดยเทียบกับโปรแกรมสำเร็จรูป เช่นโปรแกรม EasyPower
7. ปรับปรุงโปรแกรมให้สะดวกต่อการใช้งานและแสดงผลโดยใช้ฟังก์ชัน GUI ใน Matlab
8. สรุปและประเมินผลการดำเนินงาน
9. เรียบเรียง พิมพ์ผลงาน และจัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์เพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการ

#### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. รู้ถึงขั้นตอน หลักการ และวิธีการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้ากำลัง
2. สามารถนำโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้นไปใช้ในการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน และสามารถใช้เป็นโปรแกรมทางเลือกแทนที่โปรแกรมสำเร็จรูปที่มีราคาแพง
3. มีส่วนช่วยกระตุ้นให้เกิดการพัฒนาโปรแกรมการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันขึ้นภายในประเทศ

#### 1.6 ประมวลวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอได้จัดเรียงลำดับตามความเหมาะสมในแต่ละบทดังต่อไปนี้

บทที่ 1 บทนำ: กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนการศึกษาและดำเนินงาน รวมทั้งประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าและการคำนวณ: กล่าวถึงความรู้พื้นฐานของกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้า รวมถึงวิธีการคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรด้วยวิธีทางคอมพิวเตอร์

บทที่ 3 อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้ากำลัง: กล่าวถึงความรู้พื้นฐานของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ในระบบไฟฟ้ากำลัง

บทที่ 4 การจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน: กล่าวถึงความรู้เบื้องต้น ข้อมูล และขั้นตอนในการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน รวมถึงความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับพลังงานจากการอาร์ก

บทที่ 5 โปรแกรม COPD: กล่าวถึงคุณสมบัติ ความสามารถ และขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม COPD รวมถึงการตรวจสอบความถูกต้องของโปรแกรม COPD เทียบกับโปรแกรมมาตรฐาน EasyPower

บทที่ 6 ตัวอย่างและการทดสอบโปรแกรม COPD: แสดงตัวอย่างและการทดสอบความสามารถของโปรแกรม COPD

บทที่ 7 สรุปและข้อเสนอแนะ: กล่าวถึงการสรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนางานวิจัยต่อไป

## บทที่ 2

### กระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าและการคำนวณ

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอถึงรายละเอียดของกระแสลัดวงจรแต่ละชนิดในระบบไฟฟ้า และวิธีการคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรทางคอมพิวเตอร์ด้วยวิธี  $Z_{bus}$

#### 2.1 ชนิดของการลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลัง

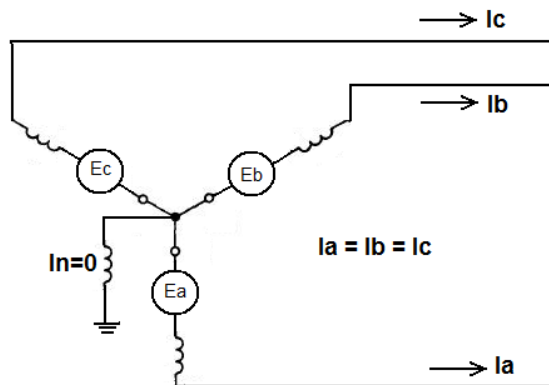
การลัดวงจรในระบบไฟฟ้าคือ การเกิดความบกพร่องหรือความล้มเหลวในระบบไฟฟ้าซึ่งจะทำให้เกิดการทำลาย ระบบหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ใกล้เคียง การเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้านั้นค่ากระแสลัดวงจรจะมีค่าสูงกว่าค่ากระแสของโหลดหลายเท่า ดังนั้นถ้าเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้าใด อาจเกิดความเสียหายอย่างร้ายแรงกับระบบไฟฟ้านั้น ถ้าการป้องกันของระบบไฟฟ้าไม่ดีเพียงพอ และไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรได้ทัน

ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรจะมาก หรือน้อยขึ้นอยู่กับชนิดของการลัดวงจร ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องรู้ถึงชนิดของการลัดวงจร ซึ่งจะอธิบายดังต่อไปนี้

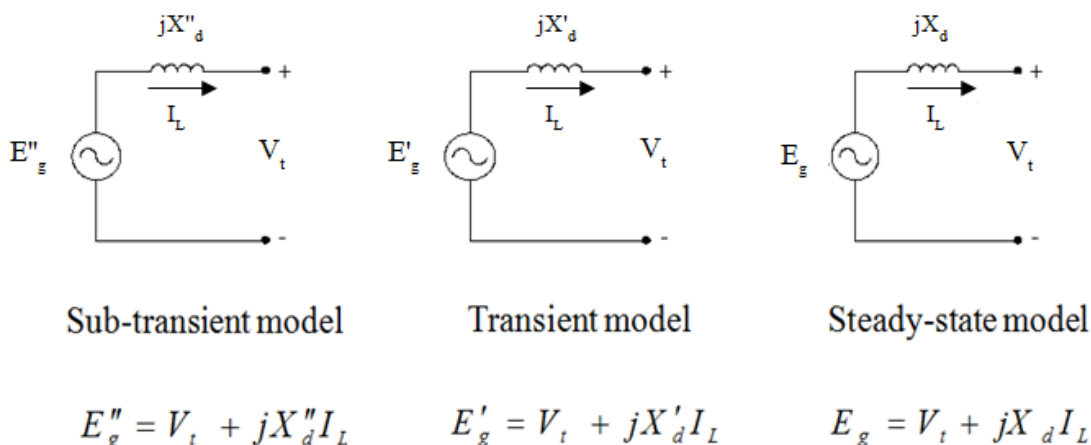
##### 2.1.1 การลัดวงจรแบบสมมาตร (Symmetrical fault)

การลัดวงจรแบบสามเฟสสมมาตรปกติจะมีความรุนแรงที่สุด มีโอกาสเกิดขึ้นได้น้อย ซึ่งสามารถแบ่งการพิจารณาเป็นกรณีๆ ได้ดังนี้

- การลัดวงจรแบบสามเฟสสมมาตรที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.1 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 2.1 การลัดวงจรแบบสามเฟสสมมาตรที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า



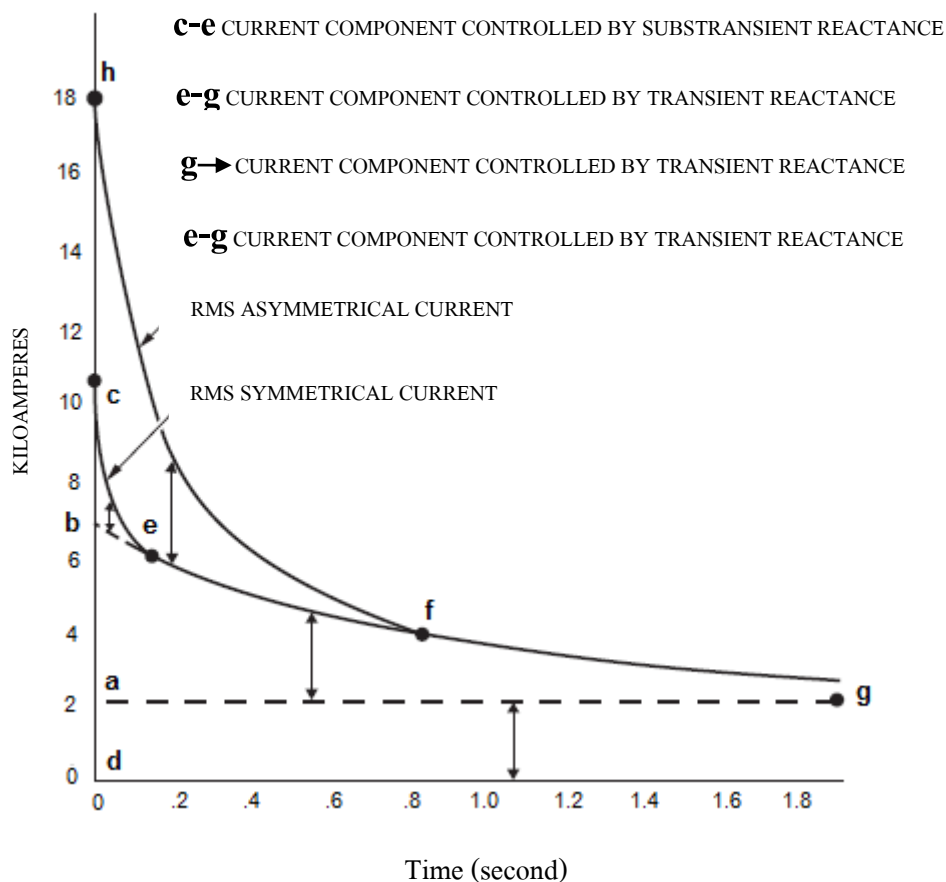
ภาพที่ 2.2 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แต่ละช่วงเวลาในขณะเกิดการลัดวงจร

การเกิดลัดวงจรแบบสามเฟสสมมาตรที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะสามารถแบ่งกระแสลัดวงจรออกได้เป็น 3 ช่วง ได้แก่

1. ช่วงซับทรานเซียนต์ (Subtransient) เป็นช่วงเวลาที่เกิดกระแสลัดวงจรในช่วงครึ่งไซเคิลแรก กระแสลัดวงจรจะยังไม่ได้รวมส่วนประกอบกระแสตรง (DC component) ตามภาพที่ 2.3 จะเห็นว่าที่ระยะ c-e จะเป็นช่วงซับทรานเซียนต์ ส่วนค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเรียกว่า ซับทรานเซียนต์รีแอกแตนซ์ตามแกนในแนวตรง (direct axis subtransient reactance-  $X_d''$ ) ซึ่งสามารถหาค่ากระแสลัดวงจรได้ดังนี้  $I = E_g'' / X_d''$  และหลังจากนั้นกระแสลัดวงจรจะลดลงอย่างรวดเร็วและเข้าสู่ช่วงทรานเซียนต์

2. ช่วงทรานเซียนต์ (Transient) เป็นช่วงหลังจากเกิดกระแสลัดวงจรไปแล้ว 3 ถึง 8 ไซเคิล ซึ่งถ้าดูตามภาพที่ 2.3 จะเห็นว่าที่ระยะ e-g จะเป็นช่วงทรานเซียนต์ ส่วนค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเรียกว่า ค่าทรานเซียนต์รีแอกแตนซ์ตามแกนในแนวตรง (direct axis transient reactance-  $X_d'$ ) ซึ่งสามารถหาค่ากระแสลัดวงจรได้ดังนี้  $I = E_g' / X_d'$  และหลังจากช่วงทรานเซียนต์ก็จะเข้าสู่ช่วงสถานะคงตัว (Steady state) ซึ่งเป็นช่วงสุดท้าย

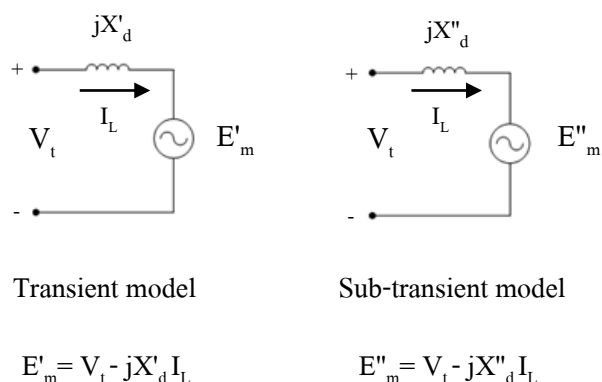
3. ช่วงสถานะคงตัว (Steady state) เป็นช่วงสุดท้ายและค่ากระแสจะคงที่ ซึ่งระยะระหว่าง a-d ตามภาพที่ 2.3 นั้นเป็นค่า สูงสุดของกระแสลัดวงจรใน ขณะเข้าสู่สถานะคงตัว และที่สถานะคงตัวจะเรียกรีแอกแตนซ์ ว่าซิงโครนัสรีแอกแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือเรียกว่าค่ารีแอกแตนซ์แบบซิงโครนัสตามแกนในแนวตรง (direct-axis synchronous reactance-  $X_d$ ) ซึ่งสามารถหาค่ากระแสลัดวงจรได้ดังนี้  $I = E_g / X_d$



ภาพที่ 2.3 กราฟการลดลงของกระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [1]

- การลัดวงจรแบบสามเฟสกับมอเตอร์

ในระบบที่มีโหลดมอเตอร์ต่ออยู่ ค่ารีแอกแตนซ์ของมอเตอร์ก็จะมีคุณลักษณะเหมือนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งในขณะลัดวงจรมอเตอร์ยังคงหมุนอยู่ด้วยแรงเฉื่อยและแหล่งจ่ายไฟฟ้ายังคงป้อนเพื่อสร้างสนามแม่เหล็กอยู่ ดังนั้นจึงเป็นเหตุให้แรงดันจากแรงเฉื่อยของมอเตอร์ก็จะจ่ายกระแสไฟฟ้าไปยังจุดที่เกิดการลัดวงจรทั้งในช่วงซับทรานเซียนต์และทรานเซียนต์ ดังนั้นเราสามารถหาค่าแรงดันที่เกิดจากมอเตอร์ทั้งสองช่วงได้ตามภาพที่ 2.4 ดังต่อไปนี้



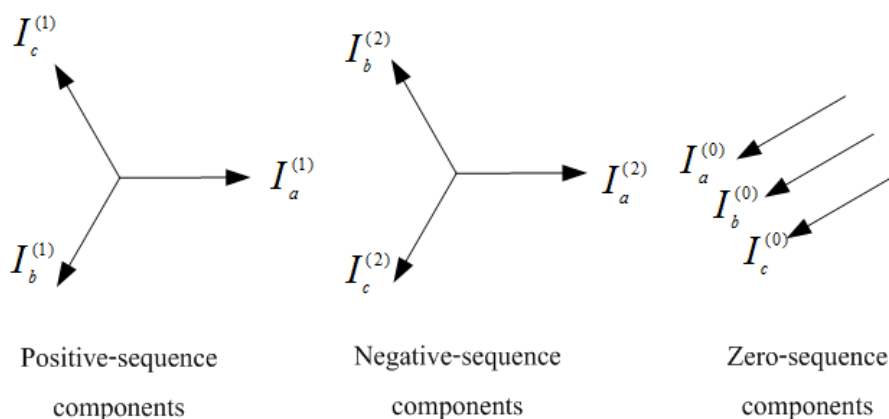
ภาพที่ 2.4 แบบจำลองของมอเตอร์ที่แต่ละช่วงเวลาในขณะเกิดลัดวงจร

## 2.1.2 การลัดวงจรแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical fault)

การลัดวงจรแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical fault) ในระบบไฟฟ้านั้นแบ่งออกเป็นหลายชนิดเช่น 1. การลัดวงจรแบบลงดินเส้นเดียว 2. การลัดวงจรระหว่างสาย ซึ่งการลัดวงจรเหล่านี้จำเป็นต้องพิจารณา ถึงส่วนประกอบสมมาตร (Symmetrical component) ดังจะมีรายละเอียดต่อไปนี้

### 2.1.2.1 ส่วนประกอบสมมาตร (Symmetrical component)

ค่าของกระแสและแรงดันในระบบไฟฟ้า 3 เฟสที่ไม่สมมาตรนั้นสามารถแยกออกมาเป็นระบบสมมูลทางเฟสเซอร์ 3 ส่วนได้แก่ส่วนประกอบสมมาตรลำดับบวก ลำดับลบ และลำดับศูนย์ ซึ่งแสดงได้ตามภาพที่ 2.5 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 2.5 ส่วนประกอบลำดับบวก ลบ และลำดับศูนย์

- ส่วนประกอบลำดับบวก (Positive-sequence component)

ส่วนประกอบลำดับบวกจะมีเลขห้อยท้ายเป็นเลข 1 ซึ่งประกอบด้วย 3 เฟสเซอร์ที่มีขนาดเท่ากัน โดยมีระยะห่างแต่ละเฟสเซอร์  $120^\circ$  และจะมีทิศการหมุนตามเฟสเซอร์เดิมคือ a-b-c

$$\begin{aligned} I_a^1 &= I_a^1 \angle 0^\circ = I_a^1 & a &= 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j0.866 \\ I_b^1 &= I_a^1 \angle 240^\circ = a^2 I_a^1, & a^2 &= 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j0.866, & 1 + a + a^2 &= 0 \\ I_c^1 &= I_a^1 \angle 120^\circ = a I_a^1 & a^3 &= 1 \angle 360^\circ = 1 + j0 \end{aligned}$$

- ส่วนประกอบลำดับลบ (Negative-sequence component)

ส่วนประกอบลำดับลบจะมีเลขห้อยท้ายเป็นเลข 2 ซึ่งประกอบด้วย 3 เฟสเซอร์ที่มีขนาดเท่ากัน โดยมีระยะห่างแต่ละเฟสเซอร์  $120^\circ$  และจะมีทิศการหมุนตรงข้ามกับเฟสเซอร์ดั้งเดิมคือ a-c-b

$$\begin{aligned} I_a^2 &= I_a^2 \angle 0^\circ = I_a^2 \\ I_b^2 &= I_a^2 \angle 120^\circ = a I_a^2 \\ I_c^2 &= I_a^2 \angle 240^\circ = a^2 I_a^2 \end{aligned}$$

- ส่วนประกอบลำดับศูนย์ (Zero-sequence component)

ส่วนประกอบลำดับศูนย์จะมีเลขห้อยท้ายเป็นเลข 0 ซึ่งประกอบด้วย 3 เฟสเซอร์ที่มีขนาดเท่ากัน และมีทิศทางไปทางเดียวกัน

$$I_a^0 = I_b^0 = I_c^0$$

กระแสของแต่ละเฟสที่ไม่สมดุลซึ่งกันและกันสามารถเขียนอยู่ในรูปของ ส่วนประกอบสมมาตร (Symmetrical component) ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_b^0 + I_b^1 + I_b^2 \\ I_c &= I_c^0 + I_c^1 + I_c^2 \end{aligned}$$



และสามารถเขียนให้อยู่ในรูปส่วนประกอบของเฟส a ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_a^0 + a^2 I_a^1 + a I_a^2 \\ I_c &= I_a^0 + a I_a^1 + a^2 I_a^2 \end{aligned}$$

และจะได้

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{I}^{abc} = \mathbf{A} \mathbf{I}_a^{012}, \quad \mathbf{I}_a^{012} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{I}^{abc}$$

โดยที่

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}, \quad \mathbf{A}^{-1} = \frac{1}{3} \mathbf{A}^*$$

และสามารถเขียนในรูปของแรงดันได้ดังนี้

$$\begin{aligned} V_a &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 & V_a^0 &= \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \\ V_b &= V_b^0 + V_b^1 + V_b^2, & V_a^1 &= \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \\ V_c &= V_c^0 + V_c^1 + V_c^2 & V_a^2 &= \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \end{aligned}$$

$$\mathbf{V}^{abc} = \mathbf{A} \mathbf{V}_a^{012}, \quad \mathbf{V}_a^{012} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{V}^{abc}$$

### 2.1.2.2 ลำดับอิมพีแดนซ์ (Sequence impedance)

อิมพีแดนซ์ลำดับบวกและอิมพีแดนซ์ลำดับลบนั้นจะเหมือนกันเพราะค่าอิมพีแดนซ์ของวงจรแต่ละเฟสเป็นอิสระจากกันเมื่อจ่ายแรงดันสมดุล ส่วนอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์จะแตกต่างออกไปจากลำดับบวกและลำดับลบ

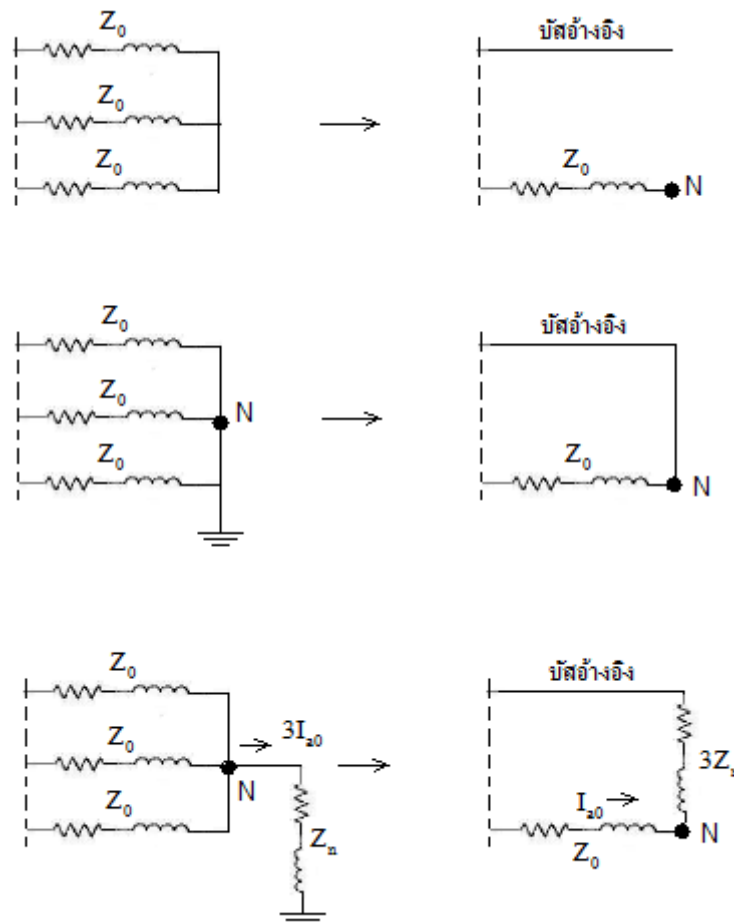
- วงจรสมมูลลำดับบวก และวงจรสมมูลลำดับลบ

การเขียนวงจรสมมูลลำดับบวก และวงจรสมมูลลำดับลบนั้นเขียนเกือบจะคล้ายกัน จะแตกต่างกันที่วงจรสมมูลลำดับลบจะไม่มีแหล่งจ่ายเหมือนวงจรสมมูลลำดับบวก

- วงจรสมมูลลำดับศูนย์

กระแสลำดับศูนย์จะมีขนาดและทิศทางเดียวกัน ส่วนค่าอ้างอิงสำหรับแรงดันลำดับศูนย์จะเทียบกับดิน ดังนั้นกระแสลำดับศูนย์จะไหลผ่านในดิน ซึ่งการเขียนวงจรสมมูลลำดับศูนย์ของโหลด, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ หม้อแปลง จะแสดงในภาพที่ 2.6, 2.7 และตารางที่ 2.1 ดังต่อไปนี้

- วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของโหลดที่ต่อแบบ Y (Zero sequence impedance of Y-connected load)



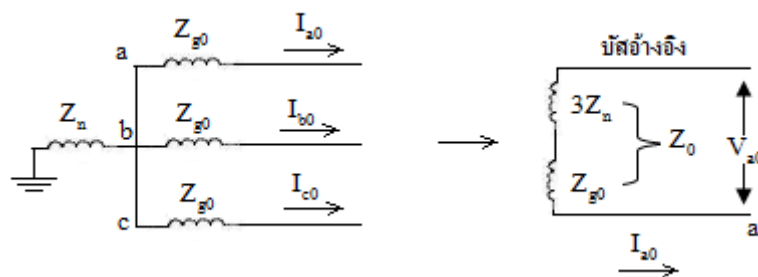
ภาพที่ 2.6 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของโหลดที่ต่อแบบ Y [7]

- วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของหม้อแปลง (Zero sequence impedance of Transformer)

SYMBOLS	CONNECTION DIAGRAMS	ZERO-SEQUENCE EQUIVALENT CIRCUITS

ตารางที่ 2.1 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของหม้อแปลง

- วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Zero sequence impedance of Generator)



ภาพที่ 2.7 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [7]

จากภาพที่ 2.7 แสดงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามเฟสแบบซิงโครนัสซึ่งต่อลงดินโดยผ่านอิมพีแดนซ์  $Z_n$  และจะมี  $Z_{g0}$  เป็นค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ต่อเฟสของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจะได้แรงดันที่ขั้วต่อสายดิน  $V_{a0}$  สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

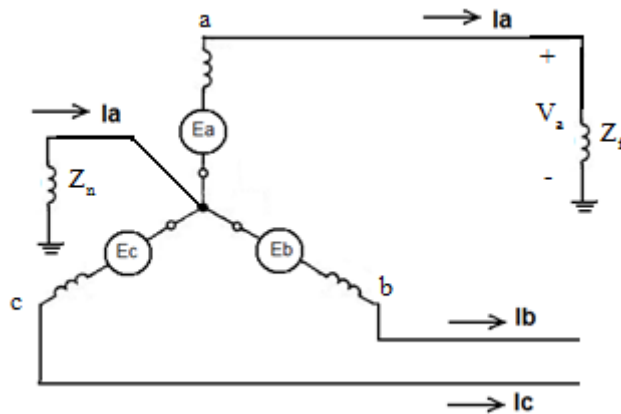
$$V_{a0} = E_{a0} - 3Z_n I_{a0} - Z_{g0} I_{a0}$$

และจะได้  $Z_0 = 3Z_n + Z_{g0}$

### 2.1.2.3 การลัดวงจรลงดินเส้นเดียว (Single line to ground fault)

- การลัดวงจรลงดินเส้นเดียวที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การลัดวงจรลงดินเส้นเดียวที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดจากเฟสใด เฟสหนึ่งลัดวงจรลงดินซึ่งแสดงได้ตามภาพที่ 2.8 ดังต่อไปนี้

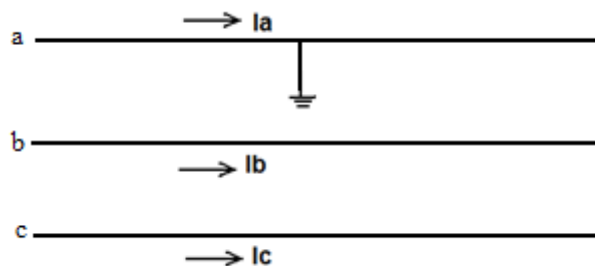


ภาพที่ 2.8 การลัดวงจรลงดินเส้นเดียวที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จะได้  $I_b = I_c = 0$ ,  $V_a = Z_f I_a$

และจะได้สมการหาค่ากระแสลัดวงจรคือ  $I_a = 3I_{a1} = \frac{3E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$

- การลัดวงจรลงดินเส้นเดียวในระบบไฟฟ้า สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.9 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 2.9 การลัดวงจรลงดินเส้นเดียวในระบบไฟฟ้า

จะได้  $I_b = I_c = 0$ ,

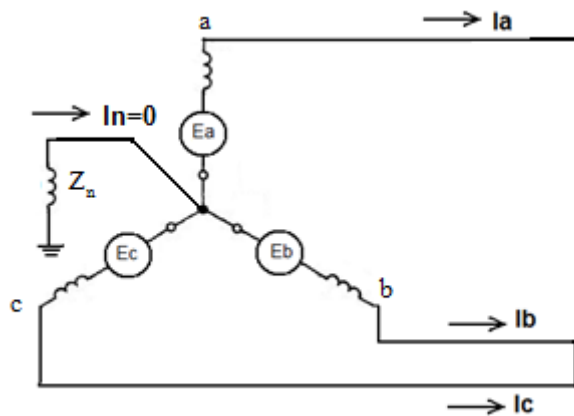
และจะได้สมการหาค่ากระแสลัดวงจรคือ  $I_f = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$

ซึ่ง  $V_f =$  แรงดันที่ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร

#### 2.1.2.4 การลัดวงจรระหว่างสาย (Line to line fault)

- การลัดวงจรระหว่างสายที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การลัดวงจรระหว่างสายที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.10 ดังต่อไปนี้

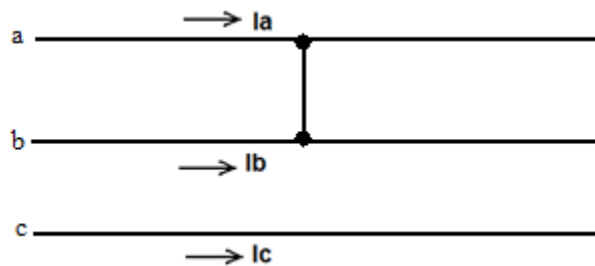


ภาพที่ 2.10 การลัดวงจรระหว่างสายที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จะได้  $I_a = 0$ ,  $I_b = -I_c$ ,  $V_b = V_c$

และจะได้สมการหาค่ากระแสลัดวงจรคือ  $I_f = \pm j \frac{\sqrt{3}E_f}{Z_1 + Z_2}$

- การลัดวงจรระหว่างสายในระบบไฟฟ้า สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.11 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 2.11 การลัดวงจรระหว่างสายในระบบไฟฟ้ากำลัง

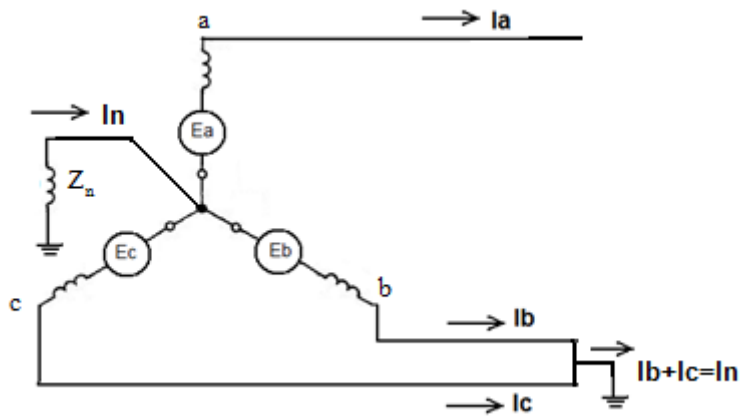
จะได้  $I_c = 0, I_a = -I_b$

และจะได้สมการหาค่ากระแสลัดวงจรคือ  $I_f = \pm j \frac{\sqrt{3}V_f}{Z_1+Z_2}$

2.1.2.5 การลัดวงจรสองสายลงดิน (Double line to ground fault)

- การลัดวงจรสองสายลงดินที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การลัดวงจรสองสายลงดินที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.12 ดังต่อไปนี้

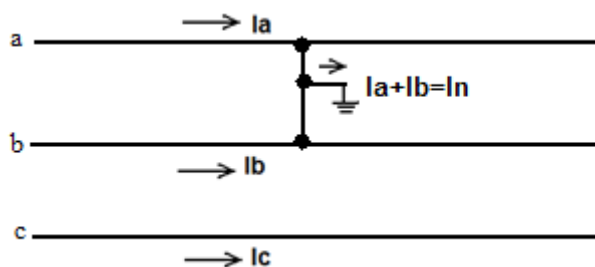


ภาพที่ 2.12 การลัดวงจรสองสายลงดินที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จะได้  $I_a = 0, V_b = V_c = 0$

และจะได้สมการหาค่ากระแสลัดวงจรคือ  $I_f = -j \frac{\sqrt{3}E_f(Z_0-aZ_2)}{Z_1Z_2+Z_0(Z_1+Z_2)}$  และ  $I_f = j \frac{\sqrt{3}E_f(Z_0-a^2Z_2)}{Z_1Z_2+Z_0(Z_1+Z_2)}$

- การลัดวงจรสองสายลงดินในระบบไฟฟ้า สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.13 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 2.13 การลัดวงจรสองสายลงดินในระบบไฟฟ้า

จะได้  $I_c = 0$ ,  $V_a = V_b = 0$

และจะได้สมการหาค่ากระแสลัดวงจรคือ  $I_f = -j \frac{\sqrt{3}V_f(Z_0 - aZ_2)}{Z_1Z_2 + Z_0(Z_1 + Z_2)}$

และ  $I_f = j \frac{\sqrt{3}V_f(Z_0 - a^2Z_2)}{Z_1Z_2 + Z_0(Z_1 + Z_2)}$

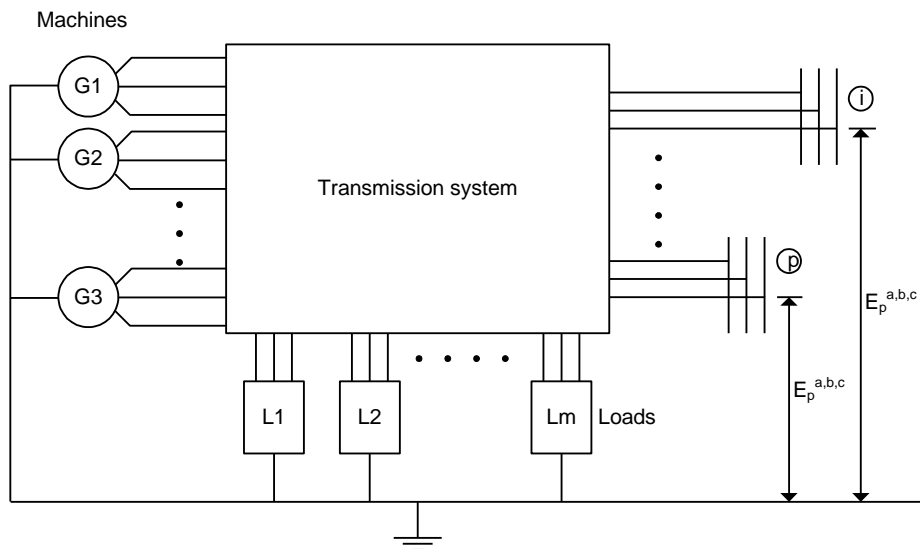
## 2.2 การคำนวณค่ากระแสลัดวงจร [3]

การคำนวณหาค่ากระแสลัดวงรนั้นก็เพื่อให้ได้ค่าสำหรับนำไปออกแบบหรือหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันที่ตำแหน่งต่างๆ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรทางคอมพิวเตอร์ด้วยวิธี  $Z_{BUS}$  ซึ่งจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

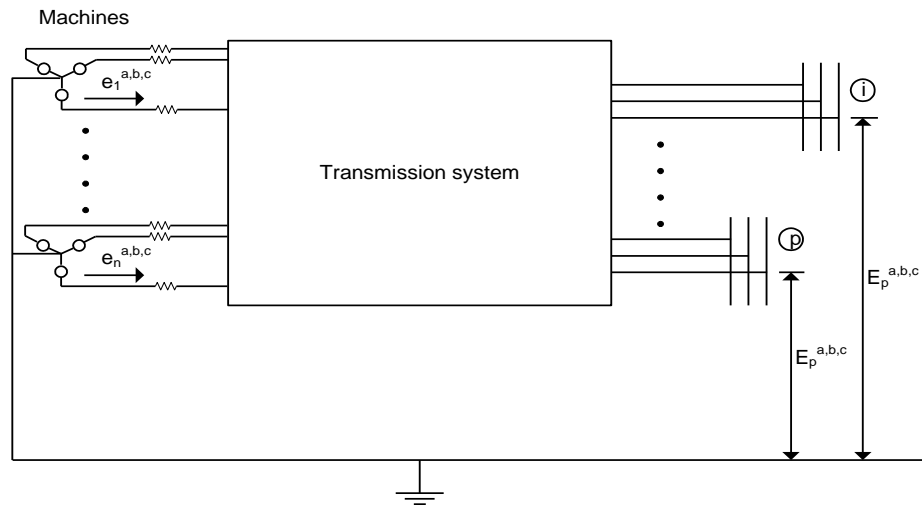
### 2.2.1 การคำนวณค่ากระแสลัดวงจรด้วยวิธี $Z_{BUS}$

- ระบบจำลอง

สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 2.14 ดังต่อไปนี้



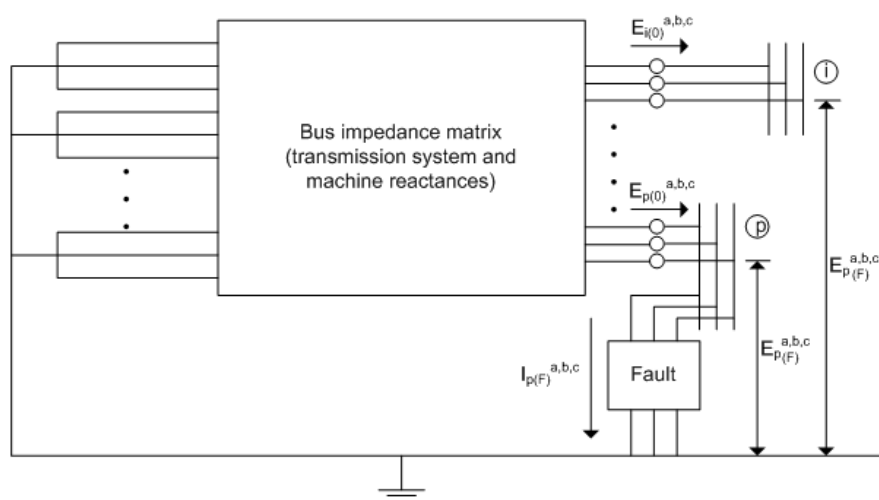
ภาพที่ 2.14 จำลองระบบไฟฟ้ากำลังแบบ 3 เฟสที่สถานะอยู่ตัว



ภาพที่ 2.15 จำลองระบบไฟฟ้ากำลังแบบ 3 เฟสสำหรับศึกษาการหาค่ากระแสลัดวงจร

โดยปกติแล้วระบบไฟฟ้า 3 เฟสที่สภาวะคงตัว (Steady state) สามารถแทนได้โดยระบบจำลองตามภาพที่ 2.14 แต่การที่เราจะคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรให้ได้มีประสิทธิภาพนั้นเราจะสามารถใช้ระบบจำลองดังแสดงในภาพที่ 2.15 ซึ่งสามารถเขียนได้ดังนี้

1. แทนแต่ละเครื่องจักรกลด้วยค่า รีแอกแตนซ์ ( $X$ ), ทรานเซียนตรีแอกแตนซ์ ( $X'$ ) หรือ ขั้วทรานเซียนตรีแอกแตนซ์ ( $X''$ )
2. ไม่ต้องคำนึงถึงค่าของอุปกรณ์ที่ต่อแบบ Shunt เช่น โหลด หรือ Line charging
3. ตั้งค่า Tap ของหม้อแปลงทุกตัวให้เป็น Nominal Taps



ภาพที่ 2.16 จำลองระบบไฟฟ้ากำลังแบบ 3 เฟสเมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส p



การคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรโดยใช้  $Z_{BUS}$  นั้นจะมีความสะดวกรวดเร็วเนื่องจากเมื่อเราหาค่า  $Z_{BUS}$  ได้แล้วเราสามารถหาค่ากระแสและแรงดันลัดวงจรได้ทันทีที่ไม่จำเป็นต้องเป็นการลัดวงจรแบบไหนและที่ตำแหน่งใดก็ตาม

ระบบจำลองที่ใช้สำหรับการหาค่ากระแสและแรงดันลัดวงจรที่บัสใดบัสหนึ่ง จะแสดงตามภาพที่ 2.16 ซึ่งระบบจำลองนี้ใช้พีแอดแดนซ์ภายในจะแทนด้วย  $Z_{BUS}$  ซึ่งรวมค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องจักรกลไฟฟ้าแล้ว และแรงดันเปิดวงจรจะแทนด้วยแรงดันก่อนการเกิดการลัดวงจร

ซึ่งสมการที่ใช้สำหรับคำนวณหาค่ากระแสและแรงดันลัดวงจรมีดังนี้

- ในรูปของอิมพีแดนซ์ (Impedance form)

$$I_{p(F)}^{a,b,c} = (Z_F^{a,b,c} + Z_{pp}^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} ; \text{ กระแสลัดวงจรที่บัสที่เกิดการลัดวงจร}$$

$$E_{p(F)}^{a,b,c} = Z_F^{a,b,c} (Z_F^{a,b,c} + Z_{pp}^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} ; \text{ แรงดันที่บัสที่เกิดการลัดวงจร}$$

$$E_{i(F)}^{a,b,c} = E_{i(0)}^{a,b,c} - Z_{ip}^{a,b,c} (Z_F^{a,b,c} + Z_{pp}^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} \quad i \neq p ; \text{ แรงดันที่บัสอื่นที่ไม่ใช่บัสที่}$$

เกิดลัดวงจร

- ในรูปของแอดมิตแตนซ์ (Admittance form)

$$E_{p(F)}^{a,b,c} = (U + Z_{pp}^{a,b,c} Y_F^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} ; \text{ แรงดันที่บัสที่เกิดการลัดวงจร}$$

$$I_{p(F)}^{a,b,c} = Y_F^{a,b,c} (U + Z_{pp}^{a,b,c} Y_F^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} ; \text{ กระแสลัดวงจรที่บัสที่เกิดการลัดวงจร}$$

$$E_{i(F)}^{a,b,c} = E_{i(0)}^{a,b,c} - Z_{ip}^{a,b,c} Y_F^{a,b,c} (U + Z_{pp}^{a,b,c} Y_F^{a,b,c})^{-1} E_{p(0)}^{a,b,c} \quad i \neq p ; \text{ แรงดันที่บัสอื่นที่ไม่ใช่}$$

บัสที่เกิดลัดวงจร

$$i_{ij(F)}^{a,b,c} = y_{ij,\rho\sigma}^{-a,b,c} (\bar{E}_{\rho(F)}^{a,b,c} - \bar{E}_{\sigma(F)}^{a,b,c}) ; \text{ กระแสลัดวงจรที่ไหลระหว่างอุปกรณ์ } i, j$$

สมการทั้งหมดที่อยู่ในหัวข้อ (2.2.1) นี้สามารถนำมาใช้หาค่ากระแสลัดวงจรได้กับทั้งการลัดวงจรแบบสามเฟสสมดุล และไม่สมดุล

## 2.2.2 การคำนวณค่ากระแสลัดวงจรสำหรับระบบสามเฟสสมมูลด้วยวิธี $Z_{BUS}$

จะมีสมการที่อยู่ในรูปของส่วนประกอบสมมาตร (Symmetrical component) ดังนี้

- ในรูปของอิมพีแดนซ์ (Impedance form)

$$I_{p(F)}^{0,1,2} = (Z_F^{0,1,2} + Z_{pp}^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} ; \text{ กระแสลัดวงจรที่บัสที่เกิดการลัดวงจร}$$

$$E_{p(F)}^{0,1,2} = Z_F^{0,1,2} (Z_F^{0,1,2} + Z_{pp}^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} ; \text{ แรงดันที่บัสที่เกิดการลัดวงจร}$$

$$E_{i(F)}^{0,1,2} = E_{i(0)}^{0,1,2} - Z_{ip}^{0,1,2} (Z_F^{0,1,2} + Z_{pp}^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} \quad i \neq p ; \text{ แรงดันที่บัสอื่นที่ไม่ใช่บัสที่เกิด}$$

ลัดวงจร

- ในรูปของแอดมิตแตนซ์ (Admittance form)

$$I_{p(F)}^{0,1,2} = Y_F^{0,1,2} (U + Z_{pp}^{0,1,2} Y_F^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} ; \text{ กระแสลัดวงจรที่บัสที่เกิดการลัดวงจร}$$

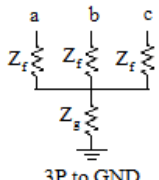
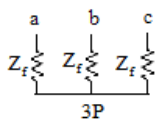
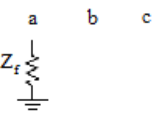
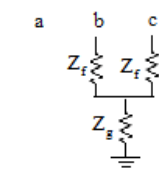
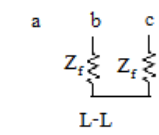
$$E_{p(F)}^{0,1,2} = (U + Z_{pp}^{0,1,2} Y_F^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} ; \text{ แรงดันที่บัสที่เกิดการลัดวงจร}$$

$$E_{i(F)}^{0,1,2} = E_{i(0)}^{0,1,2} - Z_{ip}^{0,1,2} Y_F^{0,1,2} (U + Z_{pp}^{0,1,2} Y_F^{0,1,2})^{-1} E_{p(0)}^{0,1,2} \quad i \neq p ; \text{ แรงดันที่บัสอื่นที่ไม่ใช่}$$

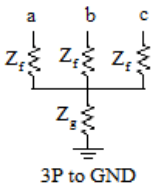
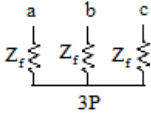
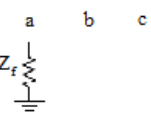
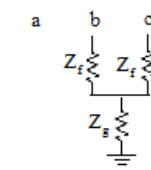
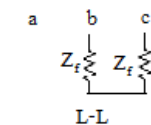
บัสที่เกิดลัดวงจร

$$i_{ij(F)}^{-0,1,2} = y_{ij,\rho\sigma}^{-0,1,2} (\bar{E}_{\rho(F)}^{-0,1,2} - \bar{E}_{\sigma(F)}^{-0,1,2}) ; \text{ กระแสลัดวงจรที่ไหลระหว่างอุปกรณ์ } i, j$$

2.2.3 อิมพีแดนซ์และแอดมิตแตนซ์ลำดับวงจร

Type of fault	Three phase component																			
	$Z_F^{abc}$			$Y_F^{abc}$																
 <p>3P to GND</p>	<table border="1"> <tr><td><math>Z_f + Z_g</math></td><td><math>Z_g</math></td><td><math>Z_g</math></td></tr> <tr><td><math>Z_g</math></td><td><math>Z_f + Z_g</math></td><td><math>Z_g</math></td></tr> <tr><td><math>Z_g</math></td><td><math>Z_g</math></td><td><math>Z_f + Z_g</math></td></tr> </table>	$Z_f + Z_g$	$Z_g$	$Z_g$	$Z_g$	$Z_f + Z_g$	$Z_g$	$Z_g$	$Z_g$	$Z_f + Z_g$	<table border="1"> <tr><td><math>Y_0 + 2Y_f</math></td><td><math>Y_0 + Y_f</math></td><td><math>Y_0 + Y_f</math></td></tr> <tr><td><math>Y_0 + Y_f</math></td><td><math>Y_0 + 2Y_f</math></td><td><math>Y_0 + Y_f</math></td></tr> <tr><td><math>Y_0 + Y_f</math></td><td><math>Y_0 + Y_f</math></td><td><math>Y_0 + 2Y_f</math></td></tr> </table> <p><math>Y_0 = 1/(Z_f + 3Z_g)</math></p>	$Y_0 + 2Y_f$	$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + 2Y_f$	$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + 2Y_f$
$Z_f + Z_g$	$Z_g$	$Z_g$																		
$Z_g$	$Z_f + Z_g$	$Z_g$																		
$Z_g$	$Z_g$	$Z_f + Z_g$																		
$Y_0 + 2Y_f$	$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + Y_f$																		
$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + 2Y_f$	$Y_0 + Y_f$																		
$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + Y_f$	$Y_0 + 2Y_f$																		
 <p>3P</p>	Not defined	<table border="1"> <tr><td>2</td><td>-1</td><td>-1</td></tr> <tr><td>-1</td><td>2</td><td>-1</td></tr> <tr><td>-1</td><td>-1</td><td>2</td></tr> </table> <p><math>\frac{Y_f}{3}</math></p>	2	-1	-1	-1	2	-1	-1	-1	2									
2	-1	-1																		
-1	2	-1																		
-1	-1	2																		
 <p>L to GND</p>	<table border="1"> <tr><td><math>Z_f</math></td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td><math>\infty</math></td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td><math>\infty</math></td></tr> </table>	$Z_f$	0	0	0	$\infty$	0	0	0	$\infty$	<table border="1"> <tr><td><math>Y_f</math></td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> </table>	$Y_f$	0	0	0	0	0	0	0	0
$Z_f$	0	0																		
0	$\infty$	0																		
0	0	$\infty$																		
$Y_f$	0	0																		
0	0	0																		
0	0	0																		
 <p>LL to GND</p>	<table border="1"> <tr><td><math>\infty</math></td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td><math>Z_f + Z_g</math></td><td><math>Z_g</math></td></tr> <tr><td>0</td><td><math>Z_g</math></td><td><math>Z_f + Z_g</math></td></tr> </table>	$\infty$	0	0	0	$Z_f + Z_g$	$Z_g$	0	$Z_g$	$Z_f + Z_g$	<table border="1"> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td><math>\frac{Z_f + Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}</math></td><td><math>\frac{-Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}</math></td></tr> <tr><td>0</td><td><math>\frac{-Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}</math></td><td><math>\frac{Z_f + Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}</math></td></tr> </table>	0	0	0	0	$\frac{Z_f + Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}$	$\frac{-Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}$	0	$\frac{-Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}$	$\frac{Z_f + Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}$
$\infty$	0	0																		
0	$Z_f + Z_g$	$Z_g$																		
0	$Z_g$	$Z_f + Z_g$																		
0	0	0																		
0	$\frac{Z_f + Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}$	$\frac{-Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}$																		
0	$\frac{-Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}$	$\frac{Z_f + Z_g}{Z_f^2 + 2Z_f Z_g}$																		
 <p>L-L</p>	Not defined	<table border="1"> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>-1</td><td>-1</td></tr> <tr><td>0</td><td>-1</td><td>-1</td></tr> </table> <p><math>\frac{Y_f}{2}</math></p>	0	0	0	0	-1	-1	0	-1	-1									
0	0	0																		
0	-1	-1																		
0	-1	-1																		

ตารางที่ 2.2  $Z_F^{abc}$  และ  $Y_F^{abc}$

Type of fault	Symmetrical component																			
	$Z_F^{012}$			$Y_F^{012}$																
 <p>3P to GND</p>	<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr><td><math>Z_f + 3Z_g</math></td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td><math>Z_f</math></td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td><math>Z_f</math></td></tr> </table>	$Z_f + 3Z_g$	0	0	0	$Z_f$	0	0	0	$Z_f$	<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr><td><math>Y_0</math></td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td><math>Y_f</math></td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td><math>Y_f</math></td></tr> </table> <p><math>Y_0 = 1/(Z_f + 3Z_g)</math></p>	$Y_0$	0	0	0	$Y_f$	0	0	0	$Y_f$
$Z_f + 3Z_g$	0	0																		
0	$Z_f$	0																		
0	0	$Z_f$																		
$Y_0$	0	0																		
0	$Y_f$	0																		
0	0	$Y_f$																		
 <p>3P</p>	<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr><td><math>\infty</math></td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td><math>Z_f</math></td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td><math>Z_f</math></td></tr> </table>	$\infty$	0	0	0	$Z_f$	0	0	0	$Z_f$	<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td><math>Y_f</math></td><td>0</td><td>1</td></tr> <tr><td>0</td><td>0</td><td>1</td></tr> </table>	0	0	0	$Y_f$	0	1	0	0	1
$\infty$	0	0																		
0	$Z_f$	0																		
0	0	$Z_f$																		
0	0	0																		
$Y_f$	0	1																		
0	0	1																		
 <p>L to GND</p>	Not defined	<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr><td><math>\frac{Y_f}{3}</math></td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> <tr><td>1</td><td>1</td><td>1</td></tr> </table>	$\frac{Y_f}{3}$	1	1	1	1	1	1	1	1									
$\frac{Y_f}{3}$	1	1																		
1	1	1																		
1	1	1																		
 <p>LL to GND</p>	Not defined	<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr><td><math>\frac{1}{3(Z_f^2 + 2Z_fZ_g)}</math></td><td><math>2Z_f</math></td><td><math>-Z_f</math></td><td><math>-Z_f</math></td></tr> <tr><td></td><td><math>-Z_f</math></td><td><math>2Z_f + 3Z_g</math></td><td><math>-(Z_f + 3Z_g)</math></td></tr> <tr><td></td><td><math>-Z_f</math></td><td><math>-(Z_f + 3Z_g)</math></td><td><math>2Z_f + 3Z_g</math></td></tr> </table>	$\frac{1}{3(Z_f^2 + 2Z_fZ_g)}$	$2Z_f$	$-Z_f$	$-Z_f$		$-Z_f$	$2Z_f + 3Z_g$	$-(Z_f + 3Z_g)$		$-Z_f$	$-(Z_f + 3Z_g)$	$2Z_f + 3Z_g$						
$\frac{1}{3(Z_f^2 + 2Z_fZ_g)}$	$2Z_f$	$-Z_f$	$-Z_f$																	
	$-Z_f$	$2Z_f + 3Z_g$	$-(Z_f + 3Z_g)$																	
	$-Z_f$	$-(Z_f + 3Z_g)$	$2Z_f + 3Z_g$																	
 <p>L-L</p>	Not defined	<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr><td><math>Y_f</math></td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr> <tr><td></td><td>0</td><td>1</td><td>-1</td></tr> <tr><td></td><td>0</td><td>-1</td><td>1</td></tr> </table>	$Y_f$	0	0	0		0	1	-1		0	-1	1						
$Y_f$	0	0	0																	
	0	1	-1																	
	0	-1	1																	

ตารางที่ 2.3  $Z_F^{012}$  และ  $Y_F^{012}$

### บทที่ 3

## อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้ากำลัง

อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้ากำลังเป็นอุปกรณ์ที่มีไว้สำหรับทำหน้าที่ตรวจจับและตัดส่วนที่ผิดปกติออกจากระบบเพื่อที่จะทำให้ส่วนที่เหลือยังสามารถทำงานต่อไปได้ ซึ่งอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้า ก็มีอยู่หลายชนิด หลายประเภท แต่ในหัวข้อนี้จะนำเสนอเฉพาะอุปกรณ์ป้องกันที่มีใช้ในวิทยานิพนธ์นี้เท่านั้นซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

### 3.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันต่ำ

เซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน NEC ได้นิยามไว้ว่าเป็นอุปกรณ์ที่ออกแบบไว้ให้ เปิด และ ปิด โดยไม่อัตโนมัติ ขณะเดียวกันจะทริปเมื่อเกิดกระแสเกินได้โดยอัตโนมัติ โดยจะต้องไม่เกิดความเสียหาย ต่อตัวเซอร์กิตเบรกเกอร์ภายในอัตราพิกัดที่กำหนด

เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงต่ำจะแบ่งตามลักษณะภายนอกและการใช้งานได้เป็นสองชนิด คือ

1. เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบกล่องหุ้มหล่อ (Molded case circuit breaker: MCCB) คือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อุปกรณ์และชิ้นส่วนต่างๆ จะต้องบรรจุอยู่ภายในกล่องฉนวนที่ปิดมิดชิดซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างได้ตามภาพที่ 3.1 ดังต่อไปนี้



MCCB

ACB

ภาพที่ 3.1 แสดง MCCB และ ACB ของ “Schneider”

2. เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบอากาศ (Air circuit breaker: ACB) เป็น CB แรงต่ำอีกชนิดหนึ่ง สามารถดับอาร์กไฟฟ้าในอากาศจึงเรียกว่า เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบอากาศ (แต่ความจริงแล้ว MCCB ก็ดับอาร์กในอากาศเช่นเดียวกัน แต่ถ้าพูดถึง ACB จะหมายถึง CB ขนาดใหญ่) ACB เป็น CB ขนาดใหญ่มีพิกัดกระแสต่อเนื่องสูงอาจจะมีตั้งแต่ 600A ถึง 6300A และเป็นแบบเปิดโล่ง (Open frame)

อินชูลेटเคส-เคสเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Insulated-case circuit breaker: ICCB) คือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อุปกรณ์และชิ้นส่วนต่างๆ จะต้องบรรจุอยู่ในกล่องฉนวน และจะต้องสามารถกักเก็บพลังงานทางกลได้ด้วย ICCB ปกติจะมีใช้ตั้งแต่พิกัด 800A ขึ้นไปซึ่งจะต้องผ่านตามมาตรฐาน UL489-1991



ภาพที่ 3.2 แสดง ICCB ของ “Schneider”

- ค่าพิกัดต่างๆ ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ควรพิจารณา

- ค่าพิกัดสำหรับการตัดกระแส (Interrupting capacity: IC) ตามมาตรฐาน NEC ได้นิยามไว้ว่า คือค่ากระแสสูงสุดที่ระดับแรงดันพิกัดที่เซอร์กิตเบรกเกอร์จะต้องตัดได้ภายใต้สภาวะตามมาตรฐานของการทดสอบ โดยปกติค่า Interrupting มักจะอยู่ในรูปของค่ากระแส RMS
- ค่าพิกัดกระแสเวลาสั้น (Short time current rating) คือค่ากระแสสูงสุดที่เซอร์กิตเบรกเกอร์สามารถทนได้ภายในระยะเวลาสั้นโดยปกติจะอยู่ที่ไม่เกิน 0.5 วินาที โดยที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ไม่เปิดดวงจร ค่านี้จะใช้สำหรับการให้อุปกรณ์ป้องกันตัวที่อยู่ต่ำกว่าตัดกระแสลัดวงจรก่อน สำหรับเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงต่ำที่ไม่มีฟังก์ชัน

การทำงานแบบฉับพลัน (Instantaneous trip) ค่าพิกัดกระแสช่วงเวลาสั้นก็จะมีค่าเท่ากับค่าพิกัดสำหรับการตัดกระแส

- ค่าพิกัดกระแสต่อเนื่อง (Continuous current) พิกัดกระแสต่อเนื่องของ CB คือค่ากระแส RMS ที่ CB สามารถทนได้ที่อุณหภูมิที่กำหนดค่าหนึ่ง ปกติแล้ว CB ที่ทำออกมาขายมักจะมีขนาดพิกัดของโครงเป็นช่วงกว้าง ๆ แล้วจึงค่อยปรับตั้งกระแสพิกัดในระหว่างช่วงให้ละเอียดขึ้น ซึ่งพิกัดกระแสของโครงจะเรียกว่า แอมแปร์เฟรม (Ampere frame: AF) ส่วนพิกัดปรับตั้งที่ใช้งานจริงจะเรียกว่า แอมแปร์ทริป (Ampere trip: AT)
- ระดับแรงดัน (Voltage rating) คือค่าระดับแรงดันใช้งานสูงสุดที่เซอร์กิตเบรกเกอร์สามารถใช้งานได้ และเบรกเกอร์จะต้องสามารถใช้งานที่ระดับแรงดันต่ำกว่านี้ได้ด้วย

### 3.1.1 กลไกการทริป (Trip unit)

หน่วยการทริปคือส่วนของเบรกเกอร์ ที่จะให้สัญญาณเบรกเกอร์เพื่อตัดวงจรออกเมื่อมีสิ่งผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งจะมีอยู่ 2 แบบหลักๆ คือ

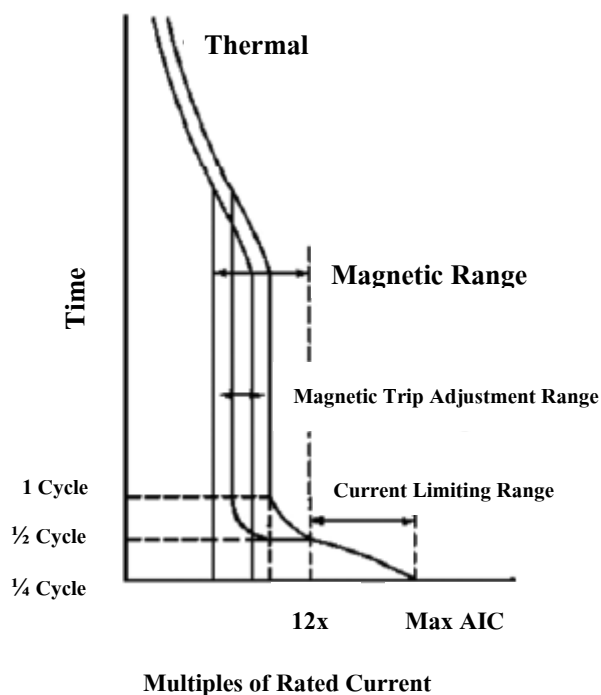
#### 1. ทริปด้วยความร้อน-แม่เหล็ก (Thermal-magnetic trip)

ชุดทริปนี้ใช้หลักการทริปด้วยความร้อนและแม่เหล็กรวมกัน จึงเหมาะสำหรับการป้องกันโหลดเกินและการป้องกันการลัดวงจรในเวลาเดียวกัน ในสภาวะโหลดเกินไม่รุนแรงชุดทริปด้วยความร้อนจะทำงาน แต่ถ้าโหลดเกินอย่างรุนแรงหรือเกิดการลัดวงจร ชุดทริปด้วยแม่เหล็กจะทำงาน

หน่วยการทริปของ Thermal-magnetic มีเส้นโค้งความสัมพันธ์ของกระแส-เวลาแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ

- Long time delay (Thermal)
- Instantaneous (Magnetic)

ซึ่งกราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของการทริปแบบความร้อน-แม่เหล็ก สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.3 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 3.3 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของการทริปแบบความร้อน-แม่เหล็ก

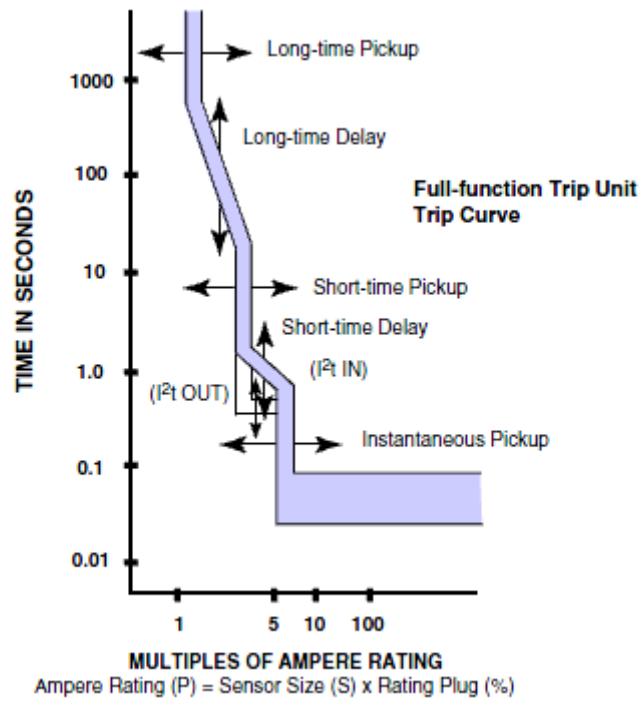
## 2. ทริปด้วยโซลิดสเตต (Solid state trip)

หน่วยการทริปแบบนี้จะใช้วงจรถอนิกส์เข้ามาช่วยโดยจะใช้หม้อแปลงกระแสและวงจรถอนิกส์เพื่อเปรียบเทียบค่ากระแสในวงจรกับค่าที่ตั้งไว้เมื่อกระแสในวงจรมีค่าสูงกว่าค่าที่ตั้งไว้ชุดทริปโซลิดสเตตก็จะส่งสัญญาณไปทริปเซอร์กิตเบรกเกอร์ หน่วยการทริปแบบนี้จะให้ความแม่นยำและความเชื่อถือได้สูงกว่าการทริปแบบอื่น

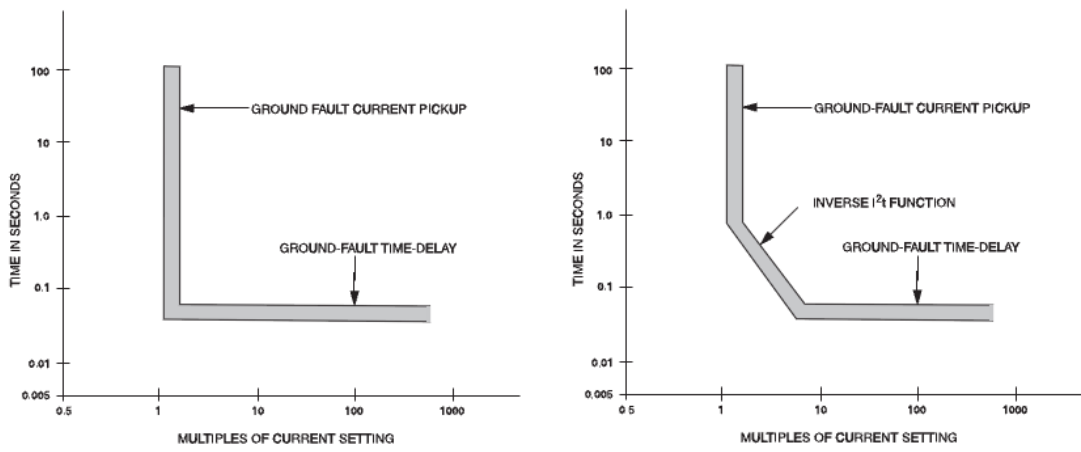
ข้อดีของหน่วยการทริปแบบนี้คือสามารถเลือกใช้งานได้หลากหลายรูปแบบเช่น Long time trip, Short time trip, Instantaneous trip หรือ Ground fault trip

ซึ่งกราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของการทริปแบบโซลิดสเตต สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.4 และ 3.5 ดังต่อไปนี้





ภาพที่ 3.4 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของการทริปแบบชนิดเสตด



ภาพที่ 3.5 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของการทริปกระแสลัดวงจรลงดิน

### 3.1.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบกล่องหุ้มหล่อ (Molded case circuit breaker: MCCBs) [7]

MCCB เป็น CB ที่มีอุปกรณ์ตรวจจับและอุปกรณ์ตัดต่ออยู่ภายในวัสดุฉนวน ซึ่งทำด้วยพลาสติกแข็ง MCCB มีตั้งแต่ขนาดเล็กจนถึงขนาดใหญ่ ใช้สำหรับป้องกันระบบไฟฟ้าตั้งแต่วงจรย่อย สายป้อนจนถึงสายประธาน รวมทั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ ด้วย

MCCB สามารถแบ่งตามการใช้งานได้ดังนี้

#### 1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ขนาดเล็ก (Miniature circuit breaker: MCB)

เป็นเบรกเกอร์ขนาดเล็กมีพิคัดกระแสทริปไม่เกิน 100A ใช้งานสำหรับวงจรย่อยทั่วไปเช่น วงจรแสงสว่าง และเต้ารับสำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าขนาดเล็ก MCB จะมีกลไกการทริปทั้งทริปด้วยความร้อน (Thermal trip) หรือทริปด้วยความร้อน-แม่เหล็ก (Thermal-magnetic trip)

MCB ที่มีการป้องกันการลัดวงจรลงดิน (Ground fault) จะเรียกว่า Residual current circuit breaker (RCCB) หรือ Earth leakage circuit breaker (ELCB) มีความไว 10mA, 30mA สำหรับป้องกันไฟดูด

2. เซอร์กิตเบรกเกอร์แบบกล่องหุ้มหล่อ (Molded case circuit breaker: MCCBs) โดยปกติจะเรียกเซอร์กิตเบรกเกอร์เฉยๆ มีพิคัดตั้งแต่ 100AF ถึง 2500AF

3. เซอร์กิตเบรกเกอร์ความสามารถอินเตอร์รัพสูง (High interrupting capacity circuit breaker) เบรกเกอร์ประเภทนี้จะมีขนาดเท่ากับเบรกเกอร์มาตรฐานทั่วไปเพียงแต่ได้ออกแบบพิเศษให้มีความสามารถในการตัดกระแสลัดวงจรได้สูง ส่วนการทริปนั้นมีทั้งทริปทางไฟฟ้า-ทางกล (Electro-mechanical trip) หรือโซลิดสเตต (Solid state) เหมือนเบรกเกอร์ทั่วไป

4. เซอร์กิตเบรกเกอร์จำกัดกระแส (Current limiting circuit breaker: CLCB) เบรกเกอร์ชนิดนี้จะมี IC ที่สูงมากคือ 100kA ถึง 200kA ที่ 400/415V ซึ่งการที่มี IC สูงเนื่องจากมันสามารถตัดกระแสลัดวงจรได้เร็วมากภายในเวลา 5ms การที่ CLCB สามารถลดกระแสยอดและพลังงานผ่านได้นั้น ทำให้เราสามารถเลือกใช้ CB ขนาดเล็กที่มี IC ต่ำในวงจรไฟฟ้าซึ่งมีกระแสลัดวงจรสูงกว่า IC ของ CB ได้โดยมี CLCB อยู่ต้นทาง (Upstream) การทำงานประสานกันระหว่าง CLCB กับ CB ในลักษณะนี้เรียกว่า Cascade protection หรือ Back up protection

ซึ่งในการเลือกใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์นั้นสิ่งที่ต้องพิจารณาคือ ระดับแรงดันที่ใช้งาน ค่าของกระแสต่อเนื่อง ค่าพิคัดสำหรับการตัดกระแส (IC) โดยค่าพิคัดสำหรับการตัดกระแสจะต้องมีค่าไม่ต่ำกว่าค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งเบรกเกอร์

### 3.2 ฟิวส์ (Fuse)

ฟิวส์สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทตามแรงดันการใช้งานคือ ฟิวส์แรงดันต่ำ (Low voltage fuses) และฟิวส์แรงดันสูง (High voltage fuses) ซึ่งจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 3.2.1 ฟิวส์แรงดันต่ำ (Low voltage fuses)

ตามมาตรฐาน IEEE กล่าวว่าฟิวส์แรงดันต่ำคืออุปกรณ์ที่ใช้ป้องกันวงจรโดยมันจะเปิดวงจรเมื่อมีกระแสเกินไหลผ่านตัวมัน เช่นในสภาวะไหลเกินหรือเกิดการลัดวงจร

- ซึ่งฟิวส์จะมีลักษณะหน้าที่การทำงานดังนี้

1. ฟิวส์สามารถที่จะทำหน้าที่ทั้งตรวจจับ (Sensing) และตัดวงจร (Interrupting) ในตัวเดียวกัน

2. ฟิวส์จะมีปฏิกิริยาตอบสนองตรงกับตัวแปรของขนาดและช่วงเวลาของกระแสที่ไหลผ่านตัวมัน

3. ฟิวส์จะไม่สามารถ เปิด-ปิด วงจรด้วยมือได้ดังนั้นจึงต้องใช้อุปกรณ์อื่นเข้ามาช่วยเช่นสวิตช์ปลดวงจร (Disconnect switch)

4. ฟิวส์เป็นอุปกรณ์ทำงานแบบเฟสเดียว คือจะมีฟิวส์ในเฟสที่เกิดกระแสเกินเท่านั้นที่จะตัดวงจร

5. หลังจากฟิวส์ได้ตัดวงจรแล้วฟิวส์นั้นจะไม่สามารถใช้งานได้อีกต่อไป

- ค่าพิกัดต่างๆ ของฟิวส์ที่ควรพิจารณา

1. พิกัดกระแส (Ampere rating) คือค่า RMS ของกระแสที่ฟิวส์สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องโดยไม่หลอมละลาย และอุณหภูมิจะไม่สูงเกินค่าที่กำหนด

2. พิกัดสำหรับการตัดกระแส (Interrupting rating) คือค่าพิกัดกระแส RMS สูงสุดที่ฟิวส์สามารถที่จะตัดกระแสได้ภายใต้สภาวะปกติ

3. พิกัดแรงดัน (Voltage rating) คือค่าพิกัดแรงดัน RMS ที่ฟิวส์ออกแบบมาให้ทำงานได้อย่างต่อเนื่อง

##### 3.2.1.1 ชนิดของฟิวส์แรงดันต่ำ [7]

สามารถแบ่งได้ทั้งหมด 3 ชนิดคือ

1. ฟิวส์เปลี่ยนไส้ได้ (Renewable fuse)

2. ฟิวส์สองไส้หน่วงเวลา (Dual element time delay fuse) ฟิวส์ชนิดนี้จะมีส่วนประกอบฟิวส์ 2 ส่วนต่ออันดับกัน คือส่วนป้องกันการลัดวงจรจะติดตั้งอยู่ที่ตัวฟิวส์ทั้งสองข้าง และส่วนป้องกันโหลดเกินคือส่วนที่อยู่ตรงกลาง

3. ฟิวส์จำกัดกระแส (Current limiting fuse) ฟิวส์ชนิดนี้จะขาดอย่างรวดเร็วเมื่อต้องรับกระแสลัดวงจรที่สูงมากซึ่งอาจจะใช้เวลาต่ำกว่าครึ่งไมโครวินาที และการที่ฟิวส์ประเภทนี้สามารถอินเตอร์รัพกระแสลัดวงจรได้สูงจึงเรียกว่า ฟิวส์ HRC (High rupturing capacity)

### 3.2.1.2 รูปแบบของฟิวส์แรงดันต่ำ [7]

รูปแบบของฟิวส์แรงดันต่ำสามารถแบ่งได้ทั้งหมด 2 ชนิดคือ

1. ฟิวส์แบบเปลือย ฟิวส์ชนิดนี้จะมีค่าพิกัดการตัดกระแสอยู่ที่ 1kA ถึง 3kA เท่านั้นจึงเหมาะที่จะใช้กับระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก

2. คาร์ทริดฟิวส์ (Cartridge fuse) เป็นฟิวส์แบบสำเร็จที่ผลิตตามมาตรฐาน NEC หรือ IEC ตัวฟิวส์จะบรรจุอยู่ในกระบอกใส่ฟิวส์ที่เป็นฉนวนนอกจากนี้ยังต้องระบุพิกัดกระแส, พิกัดแรงดันและพิกัดกระแส ตัดวงจรที่กระบอกฟิวส์ด้วย

- คาร์ทริดฟิวส์ตามมาตรฐาน NEC

ฟิวส์ประเภทนี้จะได้รับการรับรองมาตรฐานจาก UL (Underwriter's laboratory) และยังแบ่งออกเป็นหลายๆ ประเภทเช่น

- คาร์ทริดฟิวส์ประเภท H ซึ่งจะเป็นฟิวส์ชนิดที่ไม่จำกัดกระแส ทำงานไว คาร์ทริดฟิวส์ประเภทนี้เท่านั้นที่ฟิวส์ขาดแล้วสามารถเปลี่ยนได้ใหม่ได้

- คาร์ทริดฟิวส์ประเภท K แบ่งออกเป็น K1, K5 และ K9

- คาร์ทริดฟิวส์ประเภท J เป็นชนิดจำกัดกระแส สามารถเลือกใช้ได้ทั้งทำงานไวจำกัดกระแส (Fast acting-current limiting) และ หน่วงเวลาจำกัดกระแส (Time delay-current limiting)

- คาร์ทริดฟิวส์ประเภท L เป็นชนิดจำกัดกระแส สามารถเลือกใช้ได้ทั้งทำงานไวจำกัดกระแส และหน่วง เวลาจำกัดกระแส

- คาร์ทริดฟิวส์ประเภท T เป็นชนิดจำกัดกระแสทำงานไว

- คาร์ทริดฟิวส์ประเภท G เป็นชนิดที่มีขนาดเล็ก ทำงานไว ใช้กับพิกัดแรงดันไม่เกิน 300V

- คาร์ทริดฟิวส์ประเภท R เป็นชนิดหน่วงเวลา และจะแบ่งออกเป็น RK1 กับ RK5

- คาร์ทริดฟิวส์ตามมาตรฐาน IEC

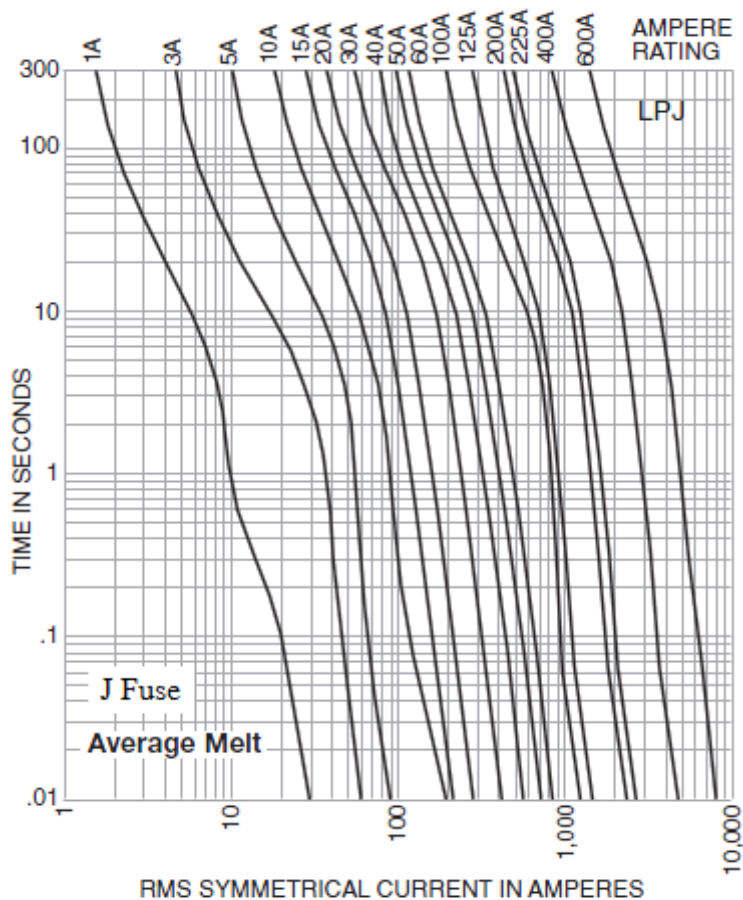
ฟิวส์ประเภทนี้จะแบ่งออกเป็น 2 ประเภทคือ

1. ประเภท D (Diazed) และ Do (Neozed) ฟิวส์ประเภทนี้เป็นชนิดที่สับเปลี่ยนขนาดไม่ได้ ซึ่งจะมีให้เลือกใช้ได้ทั้งแบบทำงานไว และแบบหน่วงเวลา โดยปกติฟิวส์ประเภทนี้มักออกแบบให้เป็นฟิวส์ชนิดจำกัดกระแส

2. ประเภท gL/gL ตามมาตรฐาน IEC 269 จะเป็นชนิด gG หรือ gI ส่วนถ้าตามมาตรฐาน VDE 0636 จะเป็นชนิด gL ฟิวส์ประเภทนี้ได้ออกแบบเป็นฟิวส์จำกัดกระแสที่มีค่าความสามารถในการตัดกระแสได้สูง (HRC) ซึ่งสามารถป้องกันได้ทั้งโหลดเกินและการลัดวงจร

### 3.2.1.3 กราฟคุณลักษณะกระแส-เวลา ของฟิวส์ (Time-current characteristic curve)

การเลือกใช้ฟิวส์เพื่อป้องกันระบบไฟฟ้านั้นจำเป็นจะต้องมีข้อมูลของกราฟคุณลักษณะกระแส-เวลาของฟิวส์เพื่อให้สามารถเลือกใช้ได้อย่างถูกต้องและเหมาะสม ซึ่งตัวอย่างกราฟคุณลักษณะกระแส-เวลาของฟิวส์สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.6 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 3.6 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาของคาร์ทริดฟิวส์ประเภท J “Bussmann”

### 3.2.2 ฟิวส์แรงดันสูง (High voltage fuses) [7]

ฟิวส์แรงดันสูงที่ใช้ในระบบไฟฟ้ากระแสสลับนั้นคือฟิวส์ที่อยู่ในระดับแรงดันมากกว่า 600V ถึง 169kV ซึ่งฟิวส์แรงดันสูงจะมีนิยามของพิกัดและลักษณะการทำงานเหมือนกับฟิวส์แรงดันต่ำ

ฟิวส์แรงดันสูงสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทคือ

#### 1. ฟิวส์ตัดตอนแรงสูง (Dropout fuse cutout)

(ฟิวส์ตัดตอนแรงสูงจะไม่กล่าวถึงในวิทยานิพนธ์นี้)

#### 2. ชุดฟิวส์กลดถึง (Power fuse)

ชุดฟิวส์กลดถึงมีคุณลักษณะที่แตกต่างจากฟิวส์ตัดตอนแรงสูงคือสามารถเลือกขนาดพิกัดที่สูงกว่าทั้งพิกัดแรงดัน, พิกัดกระแส และพิกัดการตัดกระแส นอกจากนี้ยังสามารถเลือกใช้ได้ทั้งแบบติดตั้งภายในและภายนอกอาคาร

ตามมาตรฐาน IEEE ชุดฟิวส์กลดถึงจะแบ่งออกเป็นสองพิกัดคือ พิกัด E (E-rating) และ พิกัด R (R-rating) ซึ่งทั้งสองประเภทจะแตกต่างกันที่คุณลักษณะของการหลอมละลาย (Melting characteristic)

ชุดฟิวส์กลดถึงสามารถแบ่งออกเป็น 2 ชนิดได้แก่

#### 1. ชุดฟิวส์กลดถึงแบบเอ็กซ์แพนชัน (Power fuse expansion)

(ชุดฟิวส์กลดถึงแบบเอ็กซ์แพนชันจะไม่กล่าวถึงในวิทยานิพนธ์นี้)

#### 2. ชุดฟิวส์กลดถึงแบบจำกัดกระแส (Current limiting power fuse)

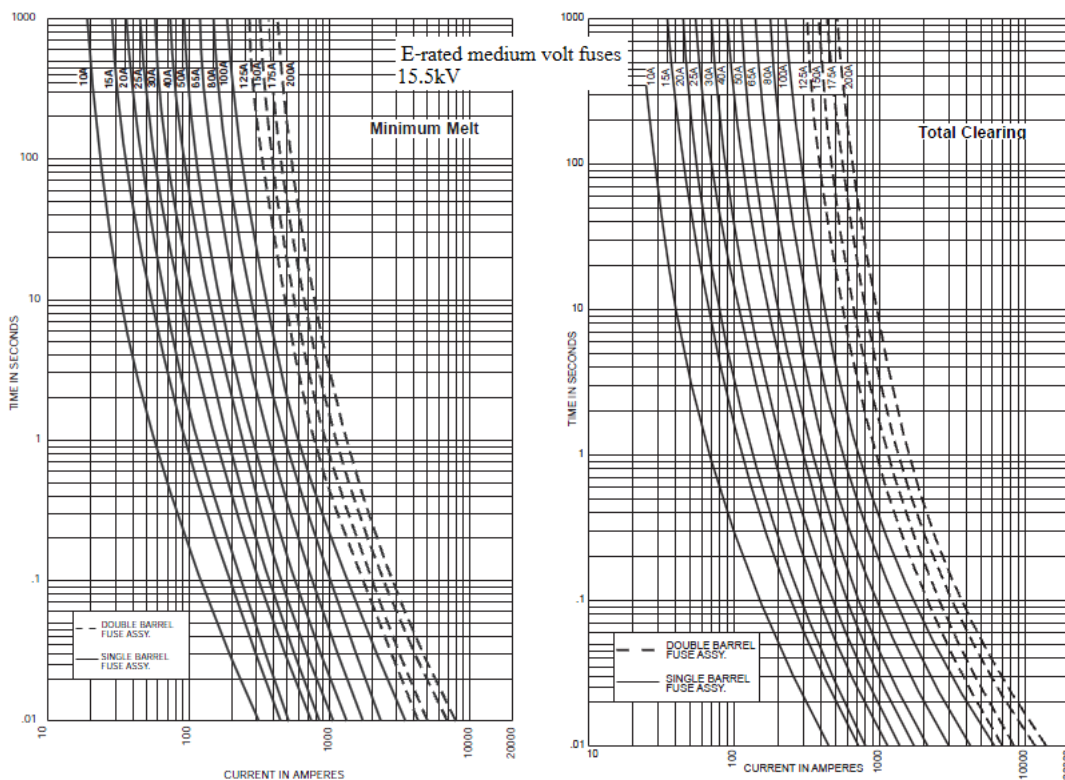
ฟิวส์ชนิดนี้มีพิกัดตัดกระแสลัดวงจรที่สูงได้หรือเรียกว่า HRC ฟิวส์ ซึ่งลักษณะการทำงานและส่วนประกอบของฟิวส์แรงสูงชนิดจำกัดกระแส จะเหมือนกับฟิวส์จำกัดกระแสแรงต่ำตามที่ได้กล่าวมาแล้ว ซึ่งจุดเด่นของฟิวส์แรงสูงจำกัดกระแสคือ

- ขณะเกิดการลัดวงจรจะไม่มีอาร์กเนื่องจากก๊าซ ซึ่งพลังงานการอาร์กทั้งหมดจะถูกทรายดูดซึม ทำให้ลดความร้อนและลดความรุนแรงอันจะเกิดความเสียหายแก่ระบบไฟฟ้า ฟิวส์ HRC นี้สามารถใช้ในอาคาร โดยติดตั้งอยู่ในกล่องปิดล้อม มีขนาดเล็ก ไม่มีเสียง และไม่มีความร้อนจากก๊าซหรือเปลวไฟ

- ปฏิกริยาของฟิวส์นี้ สามารถควบคุมให้กระแสที่ไหลผ่านฟิวส์มีขนาดต่ำกว่ากระแสลัดวงจร ซึ่งจะช่วยให้ลดความเสียหายในวงจรไฟฟ้าขณะเกิดการลัดวงจร

- มีพิกัดกระแสขณะอินเตอร์รัพสูง ทำให้สามารถนำไปใช้กับระบบจ่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางและแรงดันสูงที่มีค่าพิกัดกระแสลัดวงจรสูงๆ ได้

กราฟคุณลักษณะกระแส-เวลา (Time-current characteristic curve) ของ HRC ฟิวส์สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.7 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 3.7 กราฟเส้นโค้งกระแส-เวลาชุดฟิวส์กลึงถึงจำกัดกระแสชนิด E-rated ของ “Bussmann”

### 3.3 รีเลย์ป้องกัน (Protective relay)

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงรีเลย์ที่มีใช้ในวิทยานิพนธ์นี้คือ

- รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent relay) 50, 51
- รีเลย์ป้องกันการลัดวงจรลงดิน (Ground fault relay) 50, 51, N, G

รีเลย์ป้องกันเป็นอุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลางและแรงดันสูง ซึ่งรีเลย์จะทำหน้าที่ตรวจสอบสถานะต่างๆ ของระบบไฟฟ้าเมื่อพบว่าจะเกิดสิ่งผิดปกติขึ้นมันจะส่งสัญญาณให้แก่เซอร์กิตเบรกเกอร์เพื่อตัดวงจรส่วนนั้นออกจากระบบโดยผ่านวงจรทริป

รีเลย์จะทำงานที่ระดับกระแสและแรงดันต่ำดังนั้นจึงต้องอาศัย หม้อแปลงแรงดัน (VT) และหม้อแปลงกระแส (CT) เพื่อแปลงให้กระแส และแรงดันอยู่ในช่วงที่รีเลย์สามารถทำงานได้ ซึ่งการที่รีเลย์จะทำงานได้ในระบบป้องกันนั้นจะต้องประกอบด้วยส่วนต่าง ๆ ต่อไปนี้

1. เซอร์กิตเบรกเกอร์ ใช้สำหรับเปิดและปิดวงจรในสภาวะปกติ และตัดกระแสไฟฟ้าในสภาวะที่ผิดปกติ การทำงานตัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์จะต้องได้รับสัญญาณจาก รีเลย์ผ่านทาง หม้อแปลงกระแส หรือหม้อแปลงแรงดัน

2. หม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน มีหน้าที่แปลงกระแส และแรงดันที่ค่าสูงๆ ลงมาสู่ค่าที่เหมาะสมต่อการทำงานของรีเลย์ โดยทั่วไปจะแปลงกระแสให้ลดลงเหลือ 1A หรือ 5A และแปลงแรงดันให้เหลือ 110V หรือ 120V

3. รีเลย์ป้องกัน ทำหน้าที่รับสัญญาณจากหม้อแปลงกระแส หรือหม้อแปลงแรงดัน เมื่อขนาดของกระแส หรือแรงดันเกินค่าที่กำหนด หน้าสัมผัสของรีเลย์จะปิดทำให้วงจรทริปครบวงจร และจะทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์เปิดวงจร

4. วงจรทริป ประกอบด้วยสายไฟฟ้าและแบตเตอรี่ ซึ่งจะป้อนกระแสเข้าสู่ขดลวดทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ นอกจากนี้ยังอาจมีรีเลย์ช่วยอื่นๆ ต่ออยู่เช่น Auxillary relay เป็นต้น

### 3.3.1 รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent relay) 50, 51

รีเลย์กระแสเกินที่ใช้ในวิทยานิพนธ์มีดังนี้

- 50 (รีเลย์กระแสเกินชนิดฉับพลัน: Instantaneous Overcurrent Relay)

คือรีเลย์ที่ทำงานทันทีเมื่อกระแสเกิน ถึงค่าที่กำหนด (Pick-up)

- 51 (รีเลย์กระแสเกิน-เวลา: AC Time Overcurrent Relay)

คือรีเลย์ที่จะทำงานเร็วหรือช้าขึ้นอยู่กับค่าของกระแส โดยถ้ากระแสมีค่ามากเวลาในการทำงานก็จะสั้น และถ้ากระแสมีค่าน้อยเวลาในการทำงานก็จะมากขึ้นซึ่งเราเรียกคุณลักษณะแบบนี้ว่ารีเลย์กระแสเกินแบบเวลาผกผัน (Inverse time) โดยจะมีลักษณะการทำงานอยู่หลายแบบคือ Long-time inverse, Short-time inverse, Standard inverse, Very inverse, Extremely inverse

ซึ่งกราฟคุณลักษณะของแต่ละแบบสามารถเขียนได้ในรูปสมการดังนี้

$$t = k \left( \frac{\beta}{(I/I_S)^{\alpha-1}} + L \right)$$

โดยที่:  $t$  คือ เวลาที่ใช้ในการทำงานของรีเลย์ (วินาที)

$k$  คือ ตัวคูณค่าปรับตั้งเวลา (TMS หรือ TDS)

$I$  คือ ค่ากระแสที่เข้าสู่รีเลย์

$I_S$  คือ ค่ากระแสเริ่มทำงานของรีเลย์

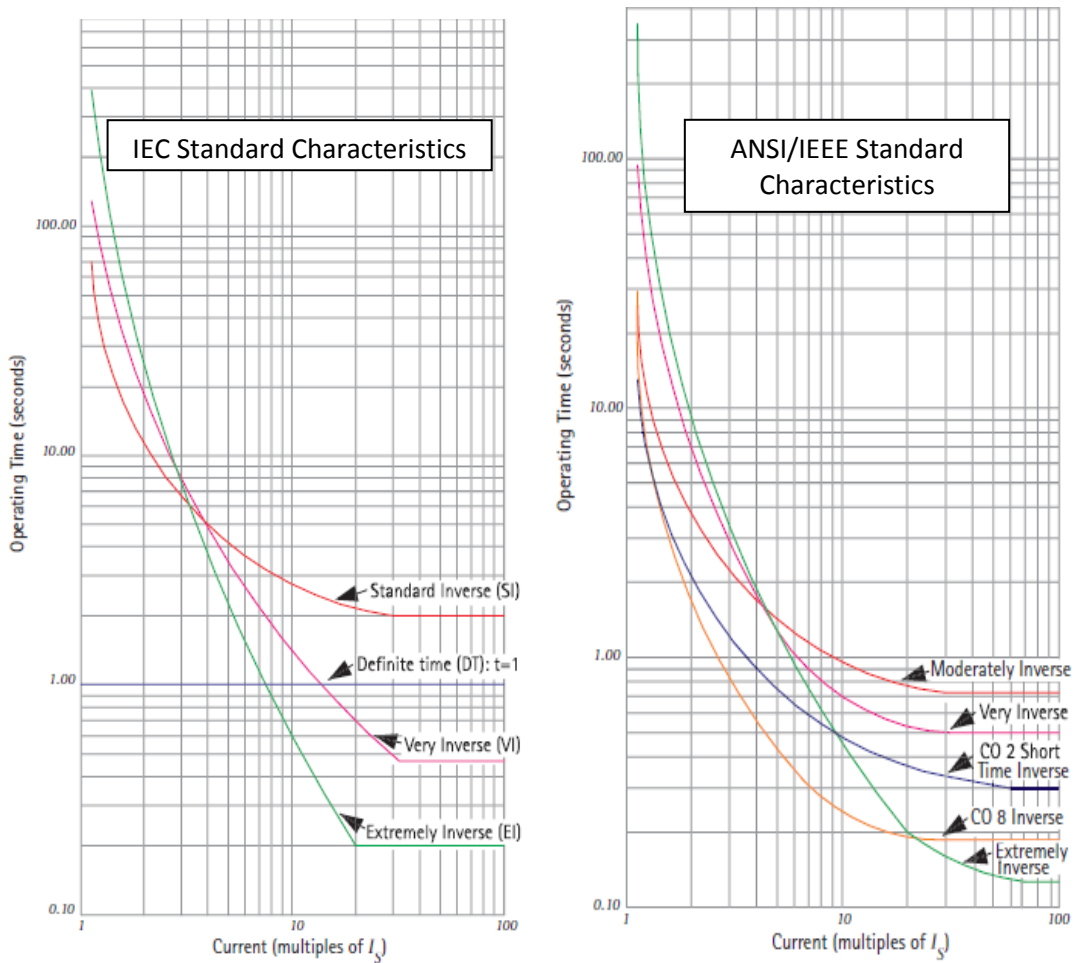


ส่วนค่าของ  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $L$  คือค่าคงที่ ซึ่งขึ้นอยู่กับคุณลักษณะการทำงานของรีเลย์และมาตรฐานต่างๆ ซึ่งสามารถดูได้จากตารางที่ 3.1 ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 3.1 ค่าคงที่ของกราฟคุณลักษณะของรีเลย์รูปแบบต่างๆ

คุณลักษณะของรีเลย์	มาตรฐาน	$\alpha$	$\beta$	$L$
Standard Inverse	IEC	0.02	0.14	0
Very Inverse	IEC	1.0	13.5	0
Extremely Inverse	IEC	2.0	80.0	0
Long Time Inverse	IEC	1.0	120	0
Moderately Inverse	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Very Inverse	IEEE	2.0	19.61	0.491
Extremely Inverse	IEEE	2.0	28.2	0.1217
Inverse	US CO8	2.0	5.95	0.18
Short Time Inverse	US CO2	0.02	0.0239	0.01694

ซึ่งกราฟการทำงานของรีเลย์แต่ละชนิดสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.8 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 3.8 กราฟแสดงเส้นโค้งการทำงานของรีเลย์แต่ละชนิด

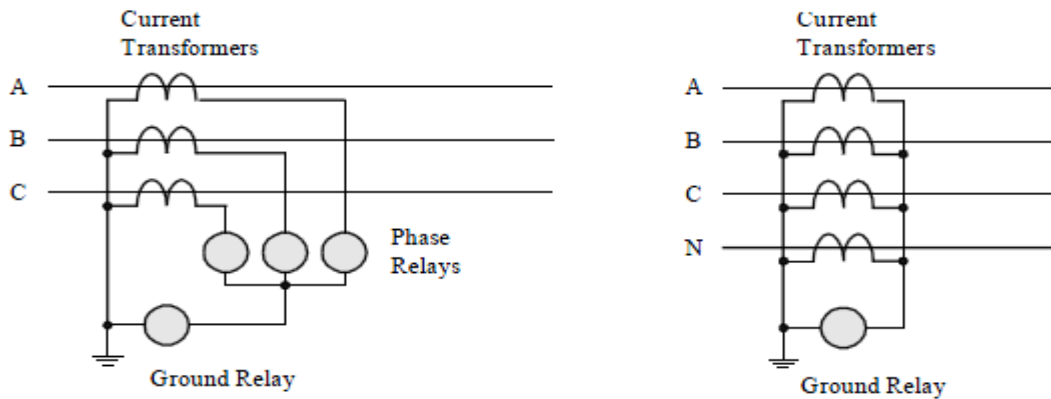
### 3.3.2 รีเลย์ป้องกันการลัดวงจรลงดิน (Ground fault relay) 50, 51, N, G

โดยทั่วไปในระบบที่มีการต่อลงดิน การลัดวงจรที่เกิดบ่อยที่สุดคือการลัดวงจรลงดิน ซึ่งเกิดบ่อยมากกว่า 80% ของการเกิดลัดวงจรทั้งหมด ดังนั้นการป้องกันการลัดวงจรลงดินจึงเป็นสิ่งสำคัญที่จะหลีกเลี่ยงไม่ได้ และในบางครั้งกระแสลัดวงจรลงดินจะมีค่าที่ต่ำมาก จนทำให้รีเลย์กระแสเกินแบบปกติไม่สามารถที่จะตัดวงจรได้ทัน ดังนั้นจึงต้องใช้รีเลย์กระแสเกินที่ป้องกันการลัดวงจรลงดินโดยเฉพาะซึ่งมีความไวสูงพอที่จะสามารถตัดกระแสที่ต่ำๆ ได้

รูปแบบของการตรวจจับกระแสลัดวงจรลงดินแบ่งเป็น

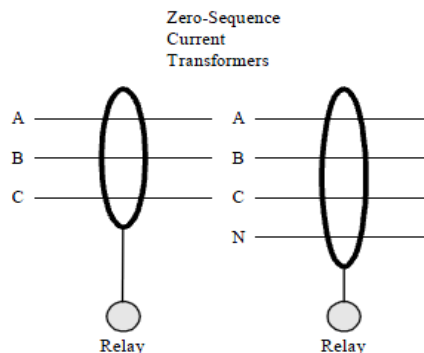
1. ต่อแบบกระแสตกค้าง (Residual connection: N) การต่อแบบนี้จะนิยมใช้กันอย่างกว้างขวางกับระบบไฟฟ้าแรงสูง และการตอบสนองของรีเลย์จะเป็นสัดส่วนกับกระแสรั่วลงดิน ในขณะที่ระบบไฟฟ้าปกติจะไม่มีกระแสไหลผ่านรีเลย์ป้องกันการลัดวงจรลงดิน เนื่องจากกระแส

ผ่านหม้อแปลงกระแสรวมกันทางเวกเตอร์แล้วเท่ากับศูนย์ แต่เมื่อเกิดการลัดวงจรลงดิน จะมีกระแสไหลผ่านรีเลย์ และทำให้รีเลย์ก็ทำงานโดยส่งการไปที่เบรกเกอร์เพื่อสั่งทริป การต่อแบบ แบบกระแสตกค้างนี้ การตรวจจับอาจเกิดความผิดพลาดได้เนื่องจากหม้อแปลงกระแสอาจจะเกิดการอิ่มตัวไม่เท่ากัน ซึ่งการต่อรีเลย์แบบกระแสตกค้างสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.9 ดังต่อไปนี้



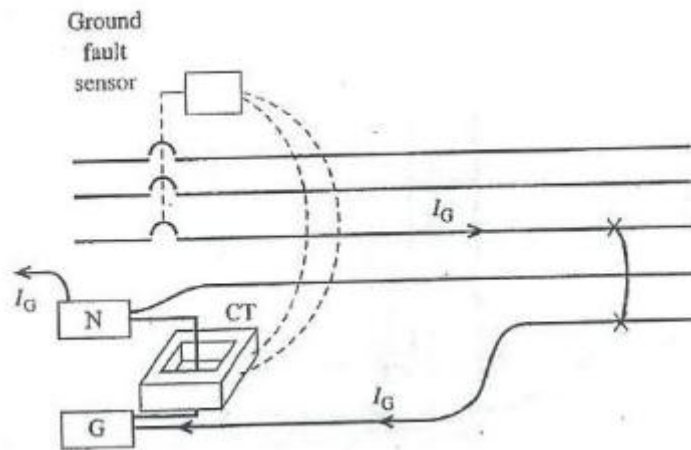
ภาพที่ 3.9 การต่อรีเลย์แบบกระแสตกค้าง [2]

2. ต่อแบบหม้อแปลงกระแสแกนสมดุล (Core balance current transformer: GS) การต่อแบบนี้จะมีใช้กันอย่างแพร่หลายกับระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ และการต่อแบบนี้ตัวนำสายเฟสและสายศูนย์จะต้องผ่านหม้อแปลงกระแสทั้งหมด ถ้าไม่มีการลัดวงจรลงดิน ผลรวมทางเวกเตอร์ของกระแสไฟสายเฟสและสายศูนย์จะเท่ากับศูนย์ แต่ถ้ามีการลัดวงจรลงดินทางเดินกระแสลัดวงจรลงดินจะไม่ผ่านหม้อแปลงกระแส ซึ่งจะทำให้ผลรวมของกระแสในสายเฟสและสายศูนย์ไม่เท่ากับศูนย์ จะเกิดกระแสไหลวนในแกนหม้อแปลง และเกิดการเหนี่ยวนำทำให้มีกระแสไหลผ่านรีเลย์ และรีเลย์ก็จะสั่งทริปเบรกเกอร์ การต่อรีเลย์แบบนี้จะมีความไวสูงมาก สามารถจับกระแสรั่วได้เป็นมิลลิแอมแปร์ ซึ่งการต่อรีเลย์แบบหม้อแปลงกระแสแกนสมดุลสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.10 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 3.10 การต่อรีเลย์แบบหม้อแปลงกระแสแกนสมดุล [2]

3. ต่อแบบ Neutral ground relay (G) เป็นการต่อสำหรับการป้องกันอุปกรณ์ที่มีสายนิวทรอลต่อลงดิน เช่น หม้อแปลง หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยการต่อหม้อแปลงกระแสและรีเลย์ต่อที่สายนิวทรอลที่ต่อลงดิน ซึ่งการต่อรีเลย์แบบ Neutral ground relay สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 3.11 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 3.11 การต่อรีเลย์แบบ Neutral ground relay

## บทที่ 4

### การจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

ในระบบไฟฟ้าบ่อยครั้งที่จะเกิดการลัดวงจรขึ้น ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องมียุทธศาสตร์ป้องกันไฟฟ้า ซึ่งจะคอยตัดส่วนที่เกิดการลัดวงจรออกจากระบบ เพื่อให้ระบบไฟฟ้าที่เหลือยังสามารถทำงานได้ตามปกติ ซึ่งระบบการป้องกันไฟฟ้าที่ดี จะต้องมีการจัดลำดับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน เพื่อให้เมื่อเกิดการลัดวงจรแล้วอุปกรณ์ตัวไหนอยู่ใกล้ที่สุด จะต้องตัดวงจรก่อนเพื่อที่จะทำให้ส่วนที่ถูกตัดออกจากวงจรมีขอบเขตที่น้อยที่สุด

#### 4.1 ความรู้เบื้องต้นในการจัดความสัมพันธ์

ในการศึกษาหรือการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันจำเป็นจะต้องมีความรู้พื้นฐานดังต่อไปนี้

##### 1. ระบบที่จะจัดความสัมพันธ์

- ไดอะแกรมเส้นเดียว Single line diagram

- ชนิด, พิกัด รวมทั้งค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ทั้งหมดที่อยู่ในไดอะแกรมเส้นเดียว และจะต้องมีข้อมูลที่ใช้สำหรับหาค่ากระแสลัดวงจร

- กระแสลัดวงจร ทั้งค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุด

##### 2. ช่วงเวลาการจัดความสัมพันธ์ของแต่ละอุปกรณ์ป้องกัน

การทำงานเป็นลำดับเป็นสิ่งสำคัญในการจัดความสัมพันธ์ กล่าวคือถ้ามีกระแสลัดวงจรถูกตัดผ่านอุปกรณ์ป้องกันอย่างน้อยสองตัวขึ้นไป อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้จุดเกิดการลัดวงจรที่สุดจะต้องทำงานก่อนตัวที่อยู่ถัดไป แต่ถ้าตัวแรกไม่ทำงานตัวถัดไปจะต้องทำงานแทน แต่ถ้าหากเราเผื่อระยะห่างของเวลาระหว่างสองอุปกรณ์ไม่เหมาะสมจะทำให้การตัดวงจรของอุปกรณ์ทั้งสองไม่เป็นไปตามที่ต้องการ ซึ่งจะก่อให้เกิดความเสียหายต่อระบบได้

##### 3. ขอบเขตการป้องกันของอุปกรณ์ไฟฟ้า

สามารถหาได้โดยการพิจารณาลักษณะคุณสมบัติของอุปกรณ์ไฟฟ้าแต่ละชนิด เช่น หม้อแปลง มอเตอร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า สายไฟฟ้า เป็นต้นโดยอาศัยมาตรฐานต่างๆ เช่น IEC, NEC, ANSI เป็นตัวกำหนดพิกัดของอุปกรณ์ ป้องกัน

##### 4. คุณสมบัติของอุปกรณ์ป้องกัน

อุปกรณ์ป้องกันโดยทั่วไปจะมีลักษณะคุณสมบัติช่วงเวลาที่อุปกรณ์ป้องกันนี้ เริ่มทำงานขึ้นอยู่กับกระแสที่ไหลผ่าน โดยคุณสมบัติของอุปกรณ์ป้องกันจะแสดงในรูปกราฟ กระแส-เวลาบนกราฟ Log-Log โดยที่เวลาเป็นแกนตั้งและกระแสเป็นแกนนอน

#### 4.2 ข้อมูลสำหรับการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

ข้อมูลที่ต้องใช้เมื่อจะจัดความสัมพันธ์อุปกรณ์ป้องกันมีดังนี้

##### 4.2.1 ไดอะแกรมเส้นเดียว (Single line diagram) จะต้องมีรายละเอียดต่างๆ เช่น

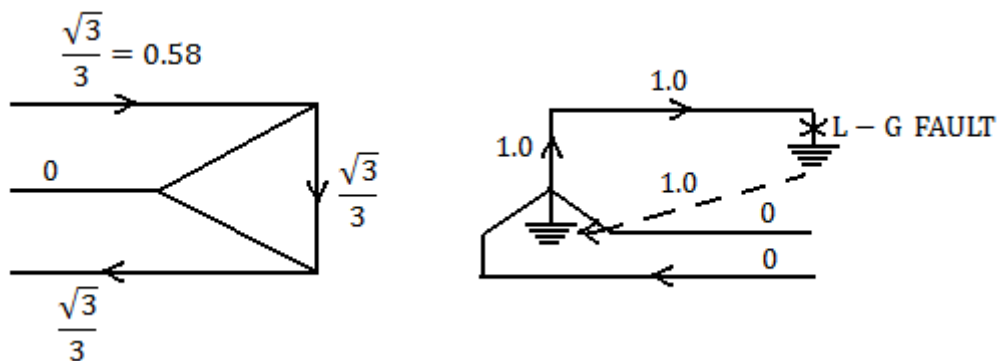
- แหล่งจ่ายพลังงาน: จะต้องมีกำลังไฟฟ้าลัดวงจร, ระดับแรงดัน
- หม้อแปลง: ต้องมีขนาด kVA, %อิมพีแดนซ์, พิกัดแรงดัน, ลักษณะการต่อขดลวด, แรงดันเข้าและออก, กระแส Inrush
- มอเตอร์: กำลังkVA, กระแสใช้งานเต็มที่, กระแสลือคโรเตอร์, อุณหภูมิสูงสุดที่ทนได้, Acceleration time
- สายไฟฟ้า: จำนวนของตัวนำต่อเฟส, พิกัดกระแส, ความคงทนต่อกระแสลัดวงจร, ขนาด, ความยาว

##### 4.2.2 ค่ากระแสลัดวงจร

- จะต้องทราบค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดและสูงสุด ทั้งการลัดวงจรแบบสมมาตรและไม่สมมาตร ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดจะใช้เพื่อหาค่า IC ของอุปกรณ์ป้องกันและใช้สำหรับจัดความสัมพันธ์ ของอุปกรณ์ป้องกัน ส่วนค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดจะใช้พิจารณาความไวของการจัดความสัมพันธ์

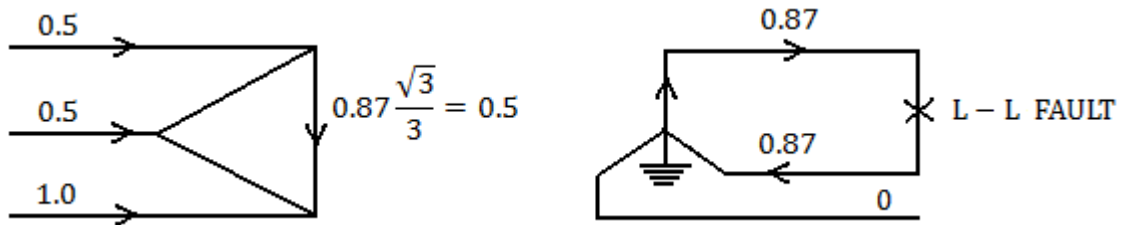
- การหาค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดและต่ำสุด ของหม้อแปลง จะต้องพิจารณาถึงการต่อขดลวดของหม้อแปลงด้วยดังนี้ [1]

- เมื่อด้านแรงสูงของหม้อแปลงต่อแบบ Delta ส่วนด้านแรงต่ำต่อแบบ Y เมื่อเกิดการลัดวงจรลงดินเส้นเดียวด้านแรงต่ำ กระแสด้านแรงสูงจะมีค่า  $1/\sqrt{3}$  หรือ 0.58 เท่าของกระแสลัดวงจรด้านแรงต่ำ ซึ่งสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 4.1 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 4.1 หม้อแปลงแบบ D-Y เมื่อด้านแรงต่ำเกิดการลัดวงจรลงดินเส้นเดียว

- เมื่อด้านแรงสูงของหม้อแปลงต่อแบบ Delta ส่วนด้านแรงต่ำต่อแบบ Y เมื่อเกิดการลัดวงจรระหว่างสายด้านแรงต่ำ ค่ากระแสลัดวงจรด้านแรงต่ำจะเป็น 0.87 เท่าของด้านแรงสูง ซึ่งสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 4.2 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 4.2 หม้อแปลงแบบ D-Yg เมื่อด้านแรงต่ำเกิดการลัดวงจรระหว่างสาย

#### 4.2.3 ช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

- การจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันนั้นจำเป็นที่จะต้องมียะห่างของเวลาระหว่างอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวเพื่อไม่ให้เกิดการทำงานผิดพลาด เช่น

- การจัดลำดับความสัมพันธ์ของ อุปกรณ์ป้องกันแรงต่ำควรจะมีเวลาอย่างน้อยประมาณ 0.1 วินาที
- จากมาตรฐาน IEEE242-2001 ได้แนะนำค่าช่วงเวลาน้อยที่สุดของการจัดความสัมพันธ์ที่มักจะใช้กันในงานด้านอุตสาหกรรม ซึ่งจะมีดังนี้

Minimum CTIs<sup>a</sup>

Downstream	Upstream			
	Fuse	Low-voltage breaker	Electro-mechanical relay	Static relay
Fuse	CS <sup>b,c</sup>	CS	0.22 s	0.12 s
Low-voltage circuit breaker	CS <sup>c</sup>	CS	0.22 s	0.12 s
Electromechanical relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
Static relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

<sup>a</sup>Relay settings assumed to be field-tested and -calibrated.

<sup>b</sup>CS = Clear space between curves with upstream minimum-melting curve adjusted for pre-load.

<sup>c</sup>Some manufacturers may also recommend a safety factor. Consult manufacturers' time-current curves.

ตารางที่ 4.1 ค่าช่วงเวลาสำหรับการจัดความสัมพันธ์ [1]

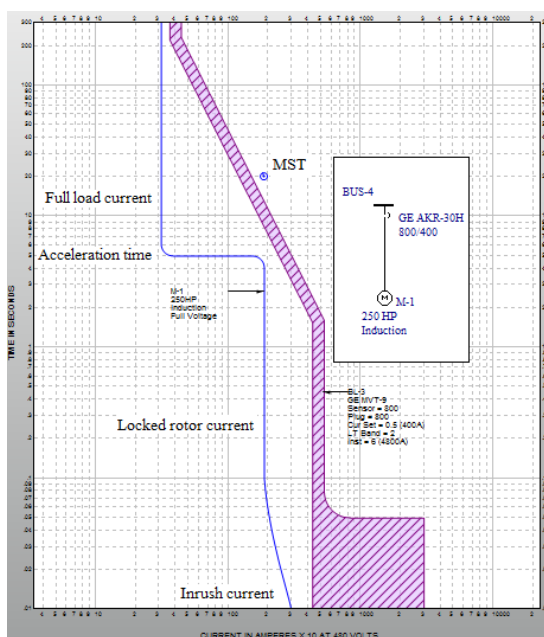
### 4.2.4 ขอบเขตการป้องกันของอุปกรณ์ไฟฟ้า

อุปกรณ์ไฟฟ้าแต่ละชนิดมีคุณลักษณะและสมบัติต่างกันทำให้การเลือกขอบเขตของการป้องกันของแต่ละอุปกรณ์จึงมีความแตกต่างกันด้วย ซึ่งอุปกรณ์ไฟฟ้าที่พบบ่อยในระบบไฟฟ้าคือ มอเตอร์ หม้อแปลง และสายไฟฟ้า ซึ่งแต่ละชนิดจะมีคุณลักษณะและสมบัติดังนี้

- มอเตอร์

ค่าพิกัดต่างๆ ของมอเตอร์ที่ต้องรู้มีดังนี้

- กระแสขณะรับโหลดเต็มที่ (Full load current)
- กระแสล๊อคโรเตอร์ (Locked rotor current) จะมีค่าเป็นจำนวนเท่าของกระแสขณะรับโหลดเต็มที่ เช่นถ้าเป็นมอเตอร์เหนี่ยวนำหรือซิงโครนัสมอเตอร์ที่มี PF=1 ค่ากระแสล๊อคโรเตอร์จะเป็น 6 เท่าของกระแสขณะรับโหลดเต็มที่
- กระแสพุ่งเข้าชั่วคราว (Inrush current) เป็นกระแสที่เกิดขึ้นขณะที่มอเตอร์เริ่มเดินเครื่อง โดยเฉลี่ยแล้วค่ากระแสพุ่งเข้าชั่วคราวจะมีค่าประมาณ 1.65 เท่าของกระแสล๊อคโรเตอร์
- เวลาที่ใช้ในการสตาร์ทของมอเตอร์ (Acceleration time)
- ความคงทนของมอเตอร์ (Maximum stall time: MST) คือช่วงเวลาที่มอเตอร์สามารถทนได้ในขณะที่เกิดการล๊อคโรเตอร์ซึ่งกราฟของอุปกรณ์ป้องกันจะต้องอยู่ทางด้านซ้ายและ/หรือต่ำกว่า ค่านี้อาจจะค่าทั้งหมดที่กล่าวมานี้จะนำไปเขียนเป็นกราฟเรียกว่า Motor profile ซึ่งสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 4.3 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 4.3 การป้องกันมอเตอร์



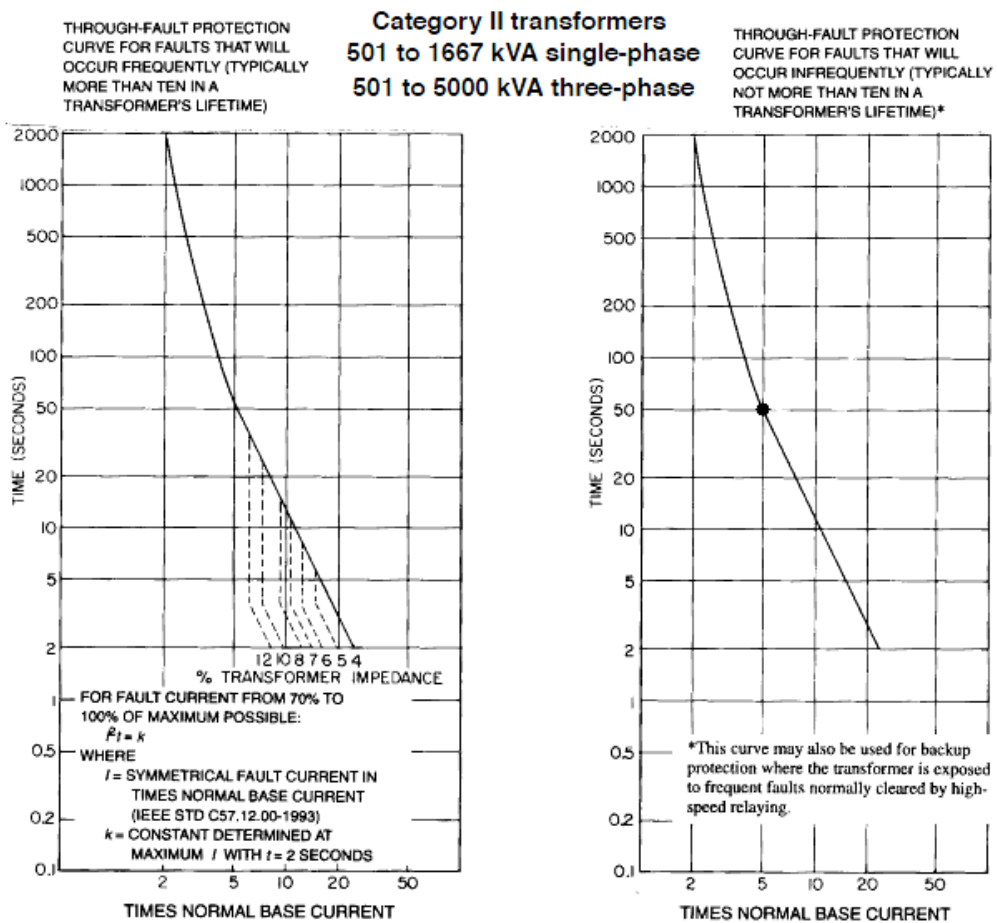
● หม้อแปลง

ค่าพิกัดต่างๆ ของหม้อแปลงที่ต้องรู้มีดังนี้

- กระแสขณะรับโหลดเต็มที่ (Full load current)

- กระแสพุ่งเข้าชั่วคราว (Inrush current) โดยปกติหม้อแปลงจะมีค่ากระแส Inrush ประมาณ 8-12 เท่าของกระแสขณะรับโหลดเต็มที่ที่ 0.1 วินาที ซึ่งกราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่เหนือหม้อแปลงจะต้องอยู่เหนือ และ/หรือ ด้านขวาของจุด Inrush point

- ความคงทนของหม้อแปลง (ANSI transformer through-fault-current protection curve) ถ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงเกิดการลัดวงจร อาจทำให้หม้อแปลงเสียหายได้ ดังนั้นหม้อแปลงจึงต้องมีการออกแบบให้ทนต่อค่ากระแสลัดวงจรนี้ได้ภายใต้ข้อจำกัดหนึ่ง ซึ่งจุดความคงทนของหม้อแปลงจะต้องอยู่ทางขวาและ/หรือ สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่เหนือหม้อแปลงซึ่งจาก IEEE C57.109 สามารถดูค่าจุดความคงทนของหม้อแปลงที่แต่ละช่วงเวลาได้ตามภาพที่ 4.4 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 4.4 กราฟความคงทนของหม้อแปลง [10]

ตัวอย่างการหาค่าจุดความคงทนของหม้อแปลง: จากภาพที่ 4.4 ถ้าต้องการรู้จุดความคงทนที่ 50 วินาทีของหม้อแปลงสามเฟส ขนาด 501-5000kVA และเป็นแบบ Infrequently fault เราจะได้ค่าจุดความคงทนเท่ากับ

$$I (\text{กระแสขณะรับโหลดเต็มที}) \times 5 = I (\text{จุดความคงทนหม้อแปลง}) \text{ ที่ 50 วินาที}$$

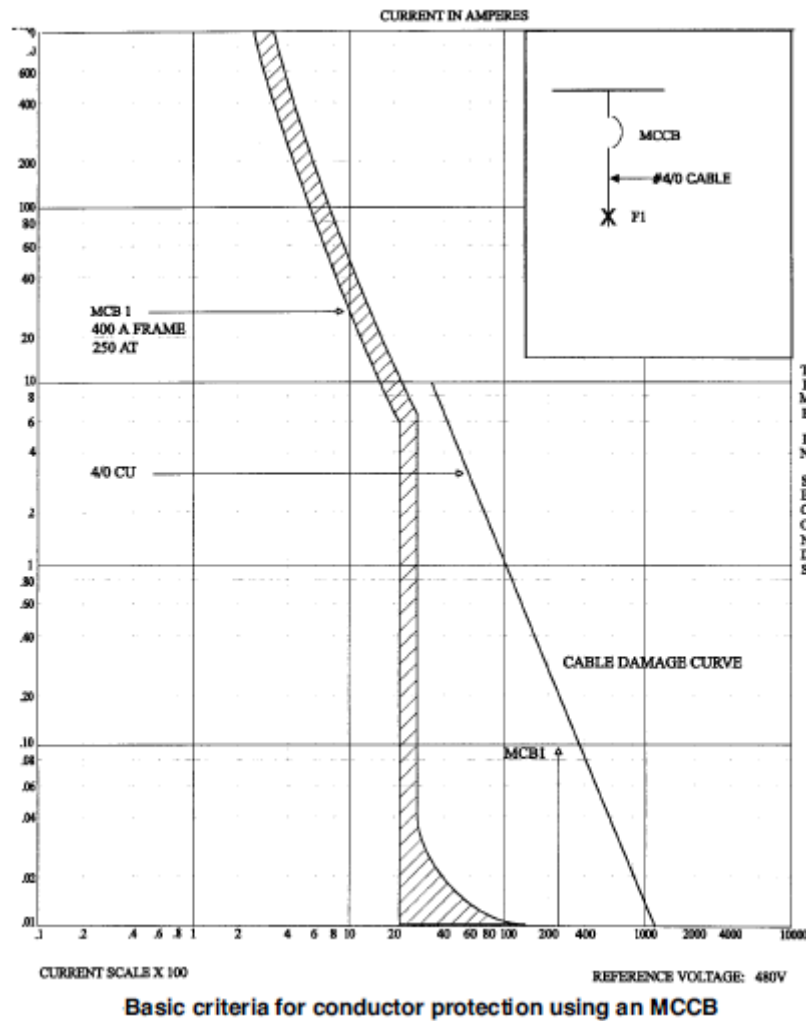
หนึ่งค่าปรับตั้งกระแสสูงสุดของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินเมื่อเทียบกับค่าพิคตกระแสของหม้อแปลงจะต้องมีค่าไม่เกินตามตารางดังต่อไปนี้

ขนาดอิมพีแดนซ์ ของหม้อแปลง	ด้านไฟเข้า		ด้านไฟออก		
	แรงดัน มากกว่า 600 V		แรงดัน มากกว่า 600 V		แรงดัน ไม่เกิน 600 V
	เซอร์กิต เบรกเกอร์	ฟิวส์	เซอร์กิต เบรกเกอร์	ฟิวส์	เซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือฟิวส์
ไม่เกิน 6%	<600%	<300%	<300%	<250%	<125%
มากกว่า 6% แต่ ไม่เกิน 10%	<400%	<300%	<250%	<225%	<125%

ตารางที่ 4.2 การพิจารณาขนาดเครื่องป้องกันกระแสเกินของหม้อแปลงตาม NEC 450-3(A)

#### ● สายไฟฟ้า

การป้องกันสายไฟฟ้านั้นเราจะต้องมีข้อมูล กราฟความคงทนของสายไฟฟ้า (Cable damage curve) ซึ่งกราฟความคงทนของสายไฟฟ้าจะต้องอยู่ทางขวาและ/หรือสูงกว่า กราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่สูงกว่า ซึ่งสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 4.5 ดังต่อไปนี้



Basic criteria for conductor protection using an MCCB

ภาพที่ 4.5 การป้องกันสายไฟฟ้าด้วย MCCB [1]

#### 4.3 ขั้นตอนการจัดความสัมพันธ์อุปกรณ์ป้องกัน [1]

ขั้นตอนการจัดความสัมพันธ์อุปกรณ์ป้องกันจะมีดังนี้

1. สร้างไดอะแกรมเส้นเดียว (Single line diagram) พร้อมทั้งระบุข้อมูลของอุปกรณ์ต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน ให้ครบถ้วน
2. คำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรที่จุดต่างๆ ให้ครบถ้วนจากข้อมูลที่ได้ในข้อ 1
3. หาจุดการป้องกันของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ในระบบเช่น ANSI transformer protection curve, Cable damage curve, Motor profile เหล่านี้เป็นต้น
4. หาขนาดและพิกัดของอุปกรณ์ป้องกัน แล้วปรับตั้งค่าต่างๆ เพื่อจัดความสัมพันธ์อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวตามต้องการ

#### 4.4 พลังงานจากการอาร์ก (Arcing Energy)

ในระบบไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไปการลัดวงจรที่เกิดมากที่สุดคือ การลัดวงจรลงดิน (Ground Fault) ซึ่งการลัดวงจรลงดินจะมีขนาดกระแสตั้งแต่้น้อยมาก จนถึงค่ากระแสที่มากกว่าการลัดวงจรแบบสามเฟส(3 Phase Fault)

โดยทั่วไปการลัดวงจรลงดินจะมีสองแบบคือ

1. Bolted Fault คือการลัดวงจรลงดินที่จุดเกิดการลัดวงจรติดแน่น ซึ่งการลัดวงจรแบบนี้จะไม่ทำให้เกิดการอาร์กหรือเกิดการอาร์กน้อยมาก

2. Arcing Fault คือการลัดวงจรลงดินที่จุดเกิดการลัดวงจรติดกันไม่สนิทซึ่งการลัดวงจรแบบนี้จะทำให้เกิดการอาร์ก ซึ่งอาร์กที่เกิดขึ้นจะเป็นส่วนที่ไปทำลายอุปกรณ์ หรืออาจจะทำอันตรายต่อบุคคลที่อยู่ในบริเวณที่อยู่ใกล้กับจุดเกิดอาร์กได้

##### - การหาค่าพลังงานจากการอาร์ก

ค่าพลังงานจากอาร์กสามารถหาได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$\text{Arcing Energy} = \frac{I_f \times V_f \times t}{1000}$$

โดยที่ Arcing Energy = พลังงานจากอาร์ก มีหน่วยเป็น kW-Second หรือ kW-Cycle

$I_f$  = กระแสลัดวงจรลงดิน (A)

$V_f$  = แรงดันคร่อมอาร์ก ประมาณ 70-140 V.

$t$  = ช่วงเวลาการตัดกระแสมีหน่วยเป็น Second หรือ Cycle

ความเสียหายที่เกิดจากอาร์กจะมีมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับพลังงานของการเกิดอาร์ก ซึ่งสามารถแบ่งระดับความรุนแรงของความเสียหายได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 4.3 การแบ่งขอบเขตความเสียหายที่เกิดจากการอาร์ก [7]

ความเสียหาย	พลังงานจากอาร์ก	
	kW-Second	kW-Cycle
ความเสียหายต่ำสุด	< 40	< 2,000
ระยะกำจัดความเสียหาย	< 120	< 6,000
ความเสียหายรุนแรง	$\geq 200$	$\geq 10,000$

## บทที่ 5

### โปรแกรม COPD

ในปัจจุบันโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำเร็จรูปไม่ว่าจะเป็น ETAP หรือ EasyPower ได้เข้ามา มีบทบาทในการช่วยออกแบบการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันอย่างกว้างขวาง เนื่องจาก ทำให้งานด้านการจัดความสัมพันธ์มีความสะดวก, รวดเร็ว และถูกต้องมากกว่าในอดีต แต่ เนื่องจากโปรแกรมสำเร็จรูปเหล่านี้ล้วนมีค่าลิขสิทธิ์ที่สูงมากและล้วนแต่ต้องนำเข้าจาก ต่างประเทศทั้งสิ้น

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงได้นำเสนอโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการจัดความสัมพันธ์ ของอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบบให้เปล่าโดยที่ไม่เสียค่าลิขสิทธิ์ และมีความสามารถในการช่วยจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันเทียบเท่ากับโปรแกรมสำเร็จรูปอื่นๆ นอกจากนี้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ซึ่งได้ออกแบบมาเฉพาะสำหรับงาน ด้านการจัดความสัมพันธ์จะมีการแสดงผลของข้อมูลที่สะดวกสำหรับการวิเคราะห์การจัด ความสัมพันธ์และยังสามารถจัดความสัมพันธ์ได้โดยอัตโนมัติ ซึ่งจะช่วยให้การจัดความสัมพันธ์มี ความสะดวก รวดเร็วมากยิ่งขึ้น

อนึ่งโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ให้ชื่อว่า COPD (Computer-aided coordination of Overcurrent Protective Devices) พัฒนาขึ้นบนฟังก์ชัน GUI ของโปรแกรม Matlab

สำหรับรายละเอียดต่างๆ ของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์จะมี ดังต่อไปนี้

#### 5.1 คุณสมบัติการทำงาน of โปรแกรม COPD

ในหัวข้อนี้จะแสดงให้เห็นถึงคุณสมบัติ หรือความสามารถหลักของโปรแกรมซึ่งมี รายละเอียดดังนี้

1. สามารถจัดความสัมพันธ์และหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันได้โดยอัตโนมัติไม่ทำให้เกิดการจัดความสัมพันธ์ผิดพลาด และจะมีค่าระยะห่างของเวลาระหว่างอุปกรณ์ป้องกันหลักและ อุปกรณ์ป้องกันสำรองที่เพียงพอ
2. สามารถคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด และต่ำสุดของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันได้โดยอัตโนมัติ
3. สามารถเขียนกราฟการจัดความสัมพันธ์ของแต่ละอุปกรณ์ได้

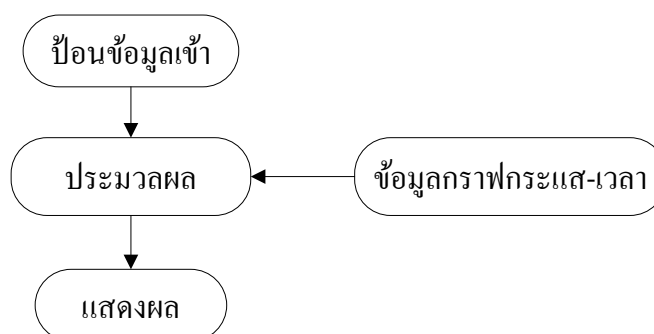
4. สามารถหาค่าผลต่างเวลาระหว่างอุปกรณ์ป้องกันหลัก และอุปกรณ์ป้องกันสำรองได้โดยอัตโนมัติ
5. สามารถหาค่าพลังงานจากการอาร์กของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันได้โดยอัตโนมัติ
6. สามารถเพิ่มกราฟคุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกันตามที่ต้องการได้
7. มีหน้าต่างแสดงค่าการปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบ
8. สามารถบันทึก (Save) และเรียก (Load) ใช้งานการจัดความสัมพันธ์ตามที่ต้องการได้
9. มีไฟล์สำหรับแนะนำการใช้งาน (Instruction) สำหรับผู้ที่เริ่มใช้

## 5.2 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม COPD

โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการจัดความสัมพันธ์ในวิทยานิพนธ์นี้จะมีขั้นตอนการทำงานแบ่งออกเป็น 4 ส่วนหลักๆ ได้แก่

1. ส่วนป้อนข้อมูล
2. ส่วนของข้อมูลกราฟคุณลักษณะกระแส-เวลา ของอุปกรณ์ป้องกัน (Time-Current Curve Database)
3. ส่วนประมวลผล
4. ส่วนแสดงผล

ซึ่งจะมีขั้นตอนการทำงานดังแสดงได้ตามภาพที่ 5.1 ดังต่อไปนี้



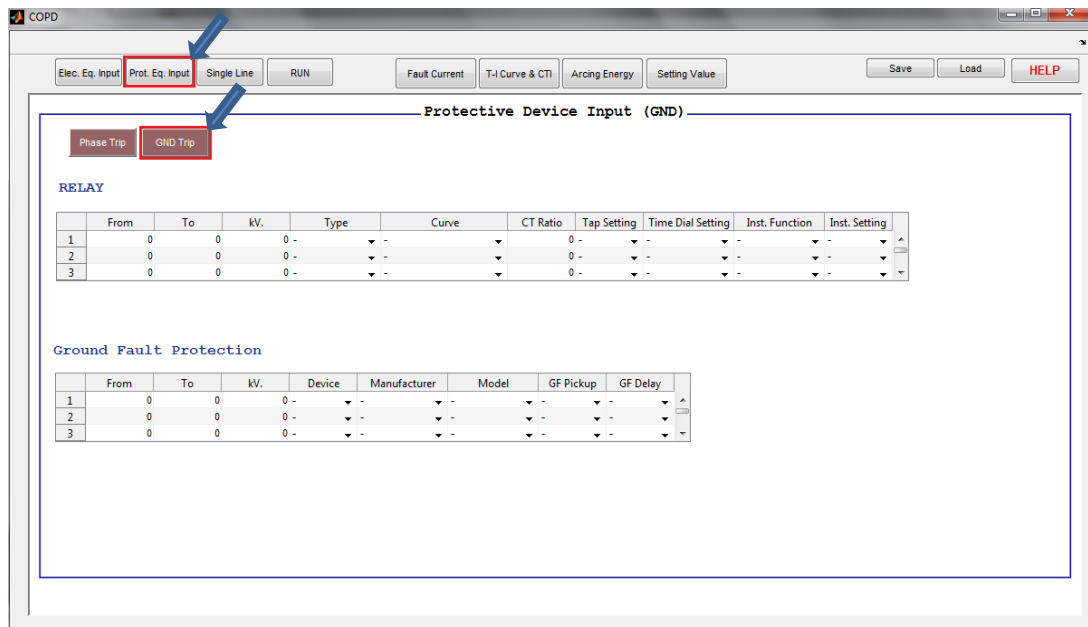
ภาพที่ 5.1 ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม COPD

โดยในแต่ละขั้นตอนจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้





2. ข้อมูลที่โปรแกรมสามารถคำนวณค่าได้โดยอัตโนมัติ ซึ่งผู้ใช้สามารถเลือกให้โปรแกรมคำนวณค่าแบบอัตโนมัติได้โดยการเลือก “Auto” ที่ช่องของค่าปรับตั้ง หรือเลือกที่จะป้อนค่าปรับตั้งตามที่ ต้องการให้กับโปรแกรมก็สามารถทำได้



ภาพที่ 5.3 ส่วนป้อนข้อมูลสำหรับอุปกรณ์ป้องกันแบบลงดิน

รายละเอียดสำหรับข้อมูลที่ต้องการของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันทั้งแบบเฟส และลงดินมีดังนี้

- Relay: รีเลย์

- From: ต้นทางที่รีเลย์ต่ออยู่
- To: ปลายทางที่รีเลย์ต่ออยู่
- kV. : แรงดันใช้งาน
- Type: มาตรฐานของรีเลย์ที่เลือกใช้
- Curve: คุณสมบัติการทำงานของรีเลย์
- CT Ratio: อัตราส่วนของหม้อแปลงกระแส
- Tap Setting: ตัวคูณค่าปรับตั้งกระแส (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)
- Time Dial Setting: ตัวคูณค่าปรับตั้งเวลา (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดย

อัตโนมัติ)

- Inst. Function: เลือก เปิด (On) หรือ ปิด (Off) ฟังก์ชัน Instantaneous Trip ของรีเลย์

- Inst. Setting: ป้อนค่าปรับตั้ง Instantaneous Trip ของรีเลย์ (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)

ซึ่งตัวอย่างการป้อนข้อมูลของรีเลย์สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.4 ดังต่อไปนี้

	From	To	kV.	Type	Curve	CT Ratio	Tap Setting	Time Dial Setting	Inst. Function	Inst. Setting
1	1	2	22	IEE (50/51)	Very Inverse (IEE)	240 1.5	1	1	On	12
2	3	4	6.6000	IEC (50/51)	Standard Inverse (IEC)	400 Auto	Auto	Auto	Off	-
3	4	16	6.6000	US CO (50/51)	Short Time Inverse (US)	160 Auto	0.5	0.5	On	Auto

ภาพที่ 5.4 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของรีเลย์

#### ● Fuse: ฟิวส์

- From: ต้นทางที่ฟิวส์ต่ออยู่
- To: ปลายทางที่ฟิวส์ต่ออยู่
- kV. : แรงดันใช้งาน
- Manufacturer: ชื่อผู้ผลิต
- Model: รุ่นของฟิวส์ตามแต่ละผู้ผลิต
- Size (A): ขนาดพิกัดกระแส (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)

ซึ่งตัวอย่างการป้อนข้อมูลของฟิวส์สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.5 ดังต่อไปนี้

	From	To	kV.	Manufacturer	Model	Size (A)
1	4	5	6.6000	Bussmann	MV155F1DB_DC	Auto
2	4	7	6.6000	Bussmann	MV155F1DB_DC	Auto
3	9	10	0.4000	Bussmann	LPJ (J)	200

ภาพที่ 5.5 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของฟิวส์

#### ● Circuit Breaker (CB): เซอร์กิตเบรกเกอร์

- From: ต้นทางที่ CB ต่ออยู่
- To: ปลายทางที่ CB ต่ออยู่
- kV. : แรงดันใช้งาน
- Manufacturer: ชื่อผู้ผลิต
- Tripping: ชนิดของอุปกรณ์การทริป
- Model: รุ่นของ CB ตามแต่ละผู้ผลิต

- Plug Setting (A): พิกัดกระแสต่อเนื่องของ CB (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)

- ค่าปรับตั้งอื่นๆ

สำหรับการทริปแบบ Thermal-Magnetic trip

- Mag. Setting: ป้อนค่าปรับตั้ง Magnetic Trip (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)

สำหรับการทริปแบบ Solid State trip

- LT Pickup: ป้อนค่าปรับตั้ง Long time pick-up (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)

- LT Delay: ป้อนค่าปรับตั้ง Long time delay band (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)

- ST Pickup: ป้อนค่าปรับตั้ง Short time pick-up (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)

- ST Delay Band: เลือก Short time delay band (In หรือ Out)

- ST Delay: ป้อนค่าปรับตั้ง Short time delay (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)

- Inst. Function: เลือก On หรือ Off ฟังก์ชัน Instantaneous trip

- Inst. Setting: ป้อนค่าปรับตั้ง Instantaneous setting (โปรแกรมสามารถหาค่าได้โดยอัตโนมัติ)

ซึ่งตัวอย่างการป้อนข้อมูลของ CB สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.6 ดังต่อไปนี้

	From	To	kV.	Manufacturer	Tripping	Model	Plug Setting (A)	LT Pickup	LT Delay	ST Pickup	ST Delay Band	ST Delay	Inst.
1	8	9	0.4000 SQD	▼ Solid State	▼ PE-LS (SQD)	▼ Auto	▼ Auto	▼ 7	▼ 5	▼ Out	▼ 0.5	▼ Off	
2	17	18	0.4000 SQD	▼ Solid State	▼ PE-LS (SQD)	▼ Auto	▼ 1	▼ Auto	▼ Auto	▼ Out	▼ 0.32	▼ Off	
3	18	19	0.4000 SQD	▼ Solid State	▼ ME-LS (SQD)	▼ 300	▼ Auto	▼ Auto	▼ Auto	▼ Out	▼ Auto	▼ On	

ภาพที่ 5.6 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันต่ำ

#### ● Ground Fault Protection: อุปกรณ์ป้องกันการลัดวงจรลงดิน

- From: ต้นทางที่อุปกรณ์ต่ออยู่

- To: ปลายทางที่อุปกรณ์ต่ออยู่

- kV. : แรงดันใช้งาน



รายละเอียดของส่วนป้อนข้อมูลสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้ามีดังนี้

- Utility: แหล่งจ่าย

- kV. : แรงดันใช้งาน
- MVA<sub>sc</sub>: กำลังไฟฟ้าลัดวงจรสามเฟส
- X/R: อัตราส่วนของ Reactance ต่อ Resistance ของแหล่งจ่าย

ซึ่งตัวอย่างการป้อนข้อมูลของแหล่งจ่ายสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.9 ดังต่อไปนี้

	To	kV.	MVA <sub>sc</sub>	X/R
1	1	22	500	10

ภาพที่ 5.9 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของแหล่งจ่าย

- Transformer: หม้อแปลง

- From: ต้นทางที่หม้อแปลงต่ออยู่
- To: ปลายทางที่หม้อแปลงต่ออยู่
- Pri. kV. : พิกัดแรงดันปฐมภูมิ
- Sec. kV. : พิกัดแรงดันทุติยภูมิ
- kVA: พิกัด kVA
- %Z: เปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์ลำดับบวกของหม้อแปลง
- %Z<sub>0</sub>: เปอร์เซ็นต์อิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของหม้อแปลง
- X/R: อัตราส่วนของ Reactance ต่อ Resistance ของหม้อแปลง
- Connection: ชนิดการต่อขดลวดของหม้อแปลง
- Inrush (x FLA): กระแส Inrush ที่ 0.1 วินาทีซึ่งเป็นจำนวนเท่าของกระแส

พิกัดโหลด

ซึ่งตัวอย่างการป้อนข้อมูลของหม้อแปลงสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.10 ดังต่อไปนี้

	From	To	Pri. kV.	Sec. kV.	kVA	%Z	%Z <sub>0</sub>	X/R	Connection	Inrush(xFLA)
1	2	3	22	6.6000	30000	13.5000	11.5000	11.7000	D-Ygnd	12
2	7	8	6.6000	0.4000	630	6	5.1000	4.9000	D-Ygnd	8
3	16	17	6.6000	0.4000	1000	6	5.1000	5.8000	D-Ygnd	8

ภาพที่ 5.10 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของหม้อแปลง

- Motor: มอเตอร์

- From: ต้นทางที่มอเตอร์ต่ออยู่
  - kV. : แรงดันใช้งาน
  - kW. : พิกัดกำลัง kW.
  - PF: ตัวประกอบกำลัง (Power Factor)
  - Efficiency: ประสิทธิภาพของมอเตอร์
  - %X": ป้อนค่าเปอร์เซ็นต์ของ Subtransient Reactance
  - X/R: อัตราส่วนของ Reactance ต่อ Resistance ของมอเตอร์
  - Ir (A.): กระแสพิกัดไหลของมอเตอร์
  - Acceleration Time (Sec.): เวลาในการสตาร์ทของมอเตอร์ในหน่วยวินาที
  - Safe Stall Time (Sec.): เวลารอบสูงสุดที่มอเตอร์ทนได้เมื่อถูกล็อกโรเตอร์
- ซึ่งตัวอย่างการป้อนข้อมูลของมอเตอร์สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.11 ดังต่อไปนี้

	From	kV.	kW	PF	Efficiency	%X"	X/R	Ir (A.)	Acceleration Time(sec.)	Safe Stall Time(sec.)
1	23	0.4000	37	0.8200	0.9100	16.7000	5.3000	72	4	22
2	13	0.4000	75	0.8500	0.9100	16.7000	8.6000	140	5	22
3	14	0.4000	75	0.8500	0.9100	16.7000	8.6000	140	5	22

ภาพที่ 5.11 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของมอเตอร์

- Cable: สายไฟฟ้า

- From: ต้นทางที่สายไฟฟ้าต่ออยู่
- To: ปลายทางที่สายไฟฟ้าต่ออยู่
- kV. : แรงดันใช้งาน
- Size (mm<sup>2</sup>): ขนาดของสายไฟฟ้า
- R1 (ohm/km): รีซิสแตนซ์ลำดับบวก
- X1 (ohm/km): รีแอกแตนซ์ลำดับบวก
- R0 (ohm/km): รีซิสแตนซ์ลำดับศูนย์
- X0 (ohm/km): รีแอกแตนซ์ลำดับศูนย์
- Length (m): ความยาวของสายไฟฟ้า
- No./Phase: จำนวนของตัวนำสายไฟฟ้าในหนึ่งเฟส
- I min (A): กระแสต่ำสุดของ Cable Damage Curve

- I max (A): กระแสสูงสุดของ Cable Damage Curve
- t min (sec): เวลาที่กระแสต่ำสุดของ Cable Damage Curve
- t max (sec): เวลาที่กระแสสูงสุดของ Cable Damage Curve

ซึ่งตัวอย่างการป้อนข้อมูลของสายไฟฟ้าสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.12 ดังต่อไปนี้

	From	To	kV.	Size (mm2)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	Length (m)	No./Phase	Imin (A.)	Imax (A.)	t min(sec.)	t max(sec.)
1	5	6	6.6000	35	0.5858	0.1555	2.3431	0.6218	10	1	1200	37200	0.0100	10
2	10	13	0.4000	95	0.2158	0.0975	0.8830	0.3899	5	1	3300	102400	0.0100	10
3	11	14	0.4000	95	0.2158	0.0975	0.8830	0.3899	5	1	3300	102400	0.0100	10

ภาพที่ 5.12 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของสายไฟฟ้า

- Load: โหลด

- From: ต้นทางที่โหลดต่ออยู่
- kV. : แรงดันใช้งาน
- kW : พิกัดกำลัง kW.
- %PF: เปอร์เซนต์ของตัวประกอบกำลัง (Power Factor)

ซึ่งตัวอย่างการป้อนข้อมูลของโหลดสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.13 ดังต่อไปนี้

	From	kV.	kW	%PF.
1	6	6.6000	500	0.9500
2	24	0.4000	50	0.9000
3	0	0	0	0

ภาพที่ 5.13 ตัวอย่างการป้อนข้อมูลของโหลด

### 5.2.1.3 ไดอะแกรมเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram)

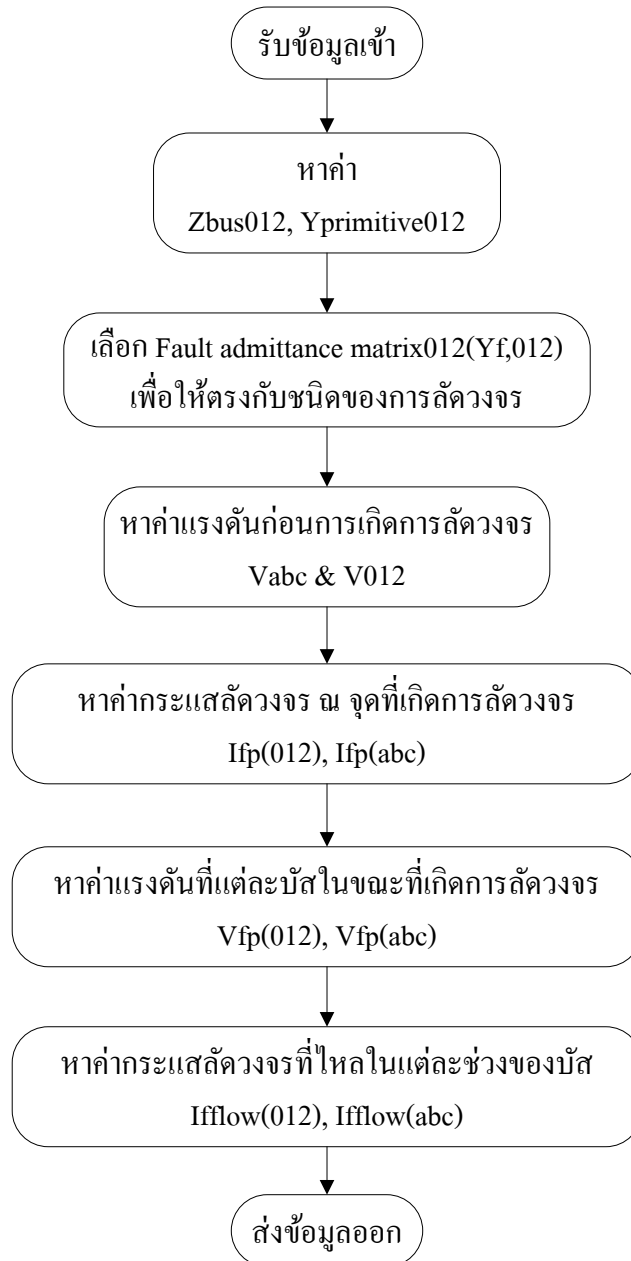
หลังจากป้อนข้อมูลครบถ้วนแล้วผู้ใช้สามารถตรวจสอบไดอะแกรมเส้นเดี่ยว (Single Line Diagram) ได้โดยการกดปุ่ม  ซึ่งหลังจากกดแล้วจะทำให้ได้หน้าต่างซึ่งแสดงตะแกรมเส้นเดี่ยวของระบบตามที่โปรแกรม COPD ได้รับข้อมูลซึ่งจะมีตัวอย่างดังภาพที่ 5.14 ดังต่อไปนี้





### 5.2.3.1 ส่วนหาค่ากระแสลัดวงจร

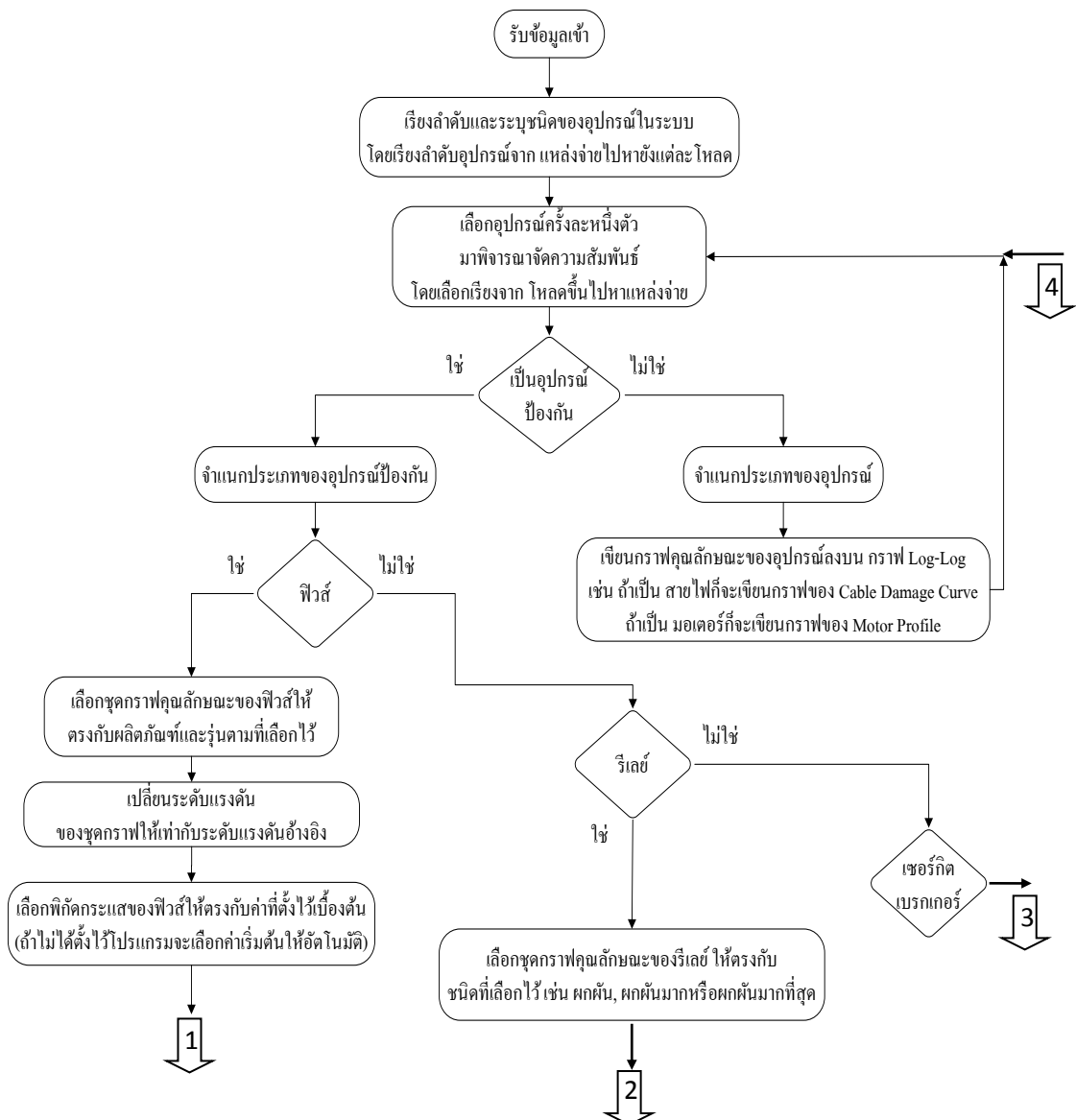
หลังจากสั่งให้โปรแกรมประมวลผลข้อมูลแล้ว ขั้นแรกโปรแกรมจะหาค่ากระแสลัดวงจร ด้วยวิธี Zbus ซึ่งจะมีขั้นตอนในการหาค่ากระแสลัดวงจรตามแผนภูมิสายงาน (Flow chart) ดังแสดงในภาพที่ 5.15 ดังต่อไปนี้



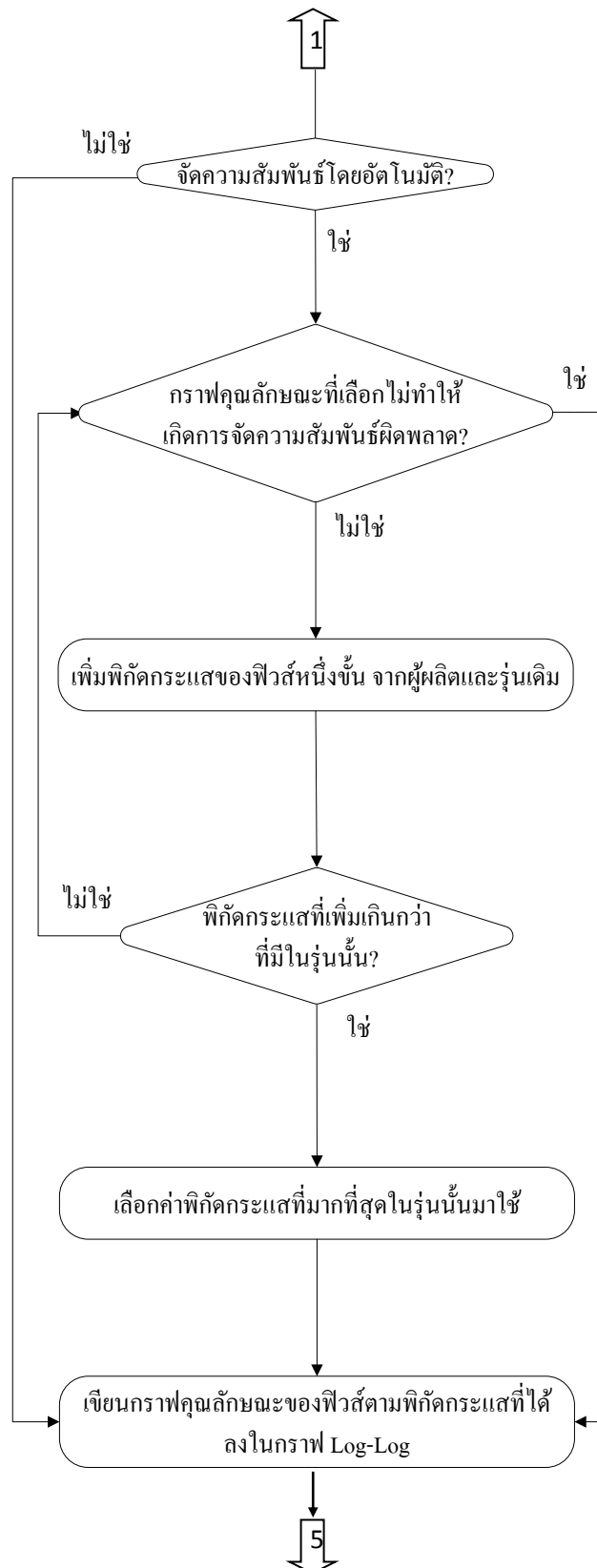
ภาพที่ 5.15 ขั้นตอนการหาค่ากระแสลัดวงจรของโปรแกรม COPD

### 5.2.3.2 ส่วนการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

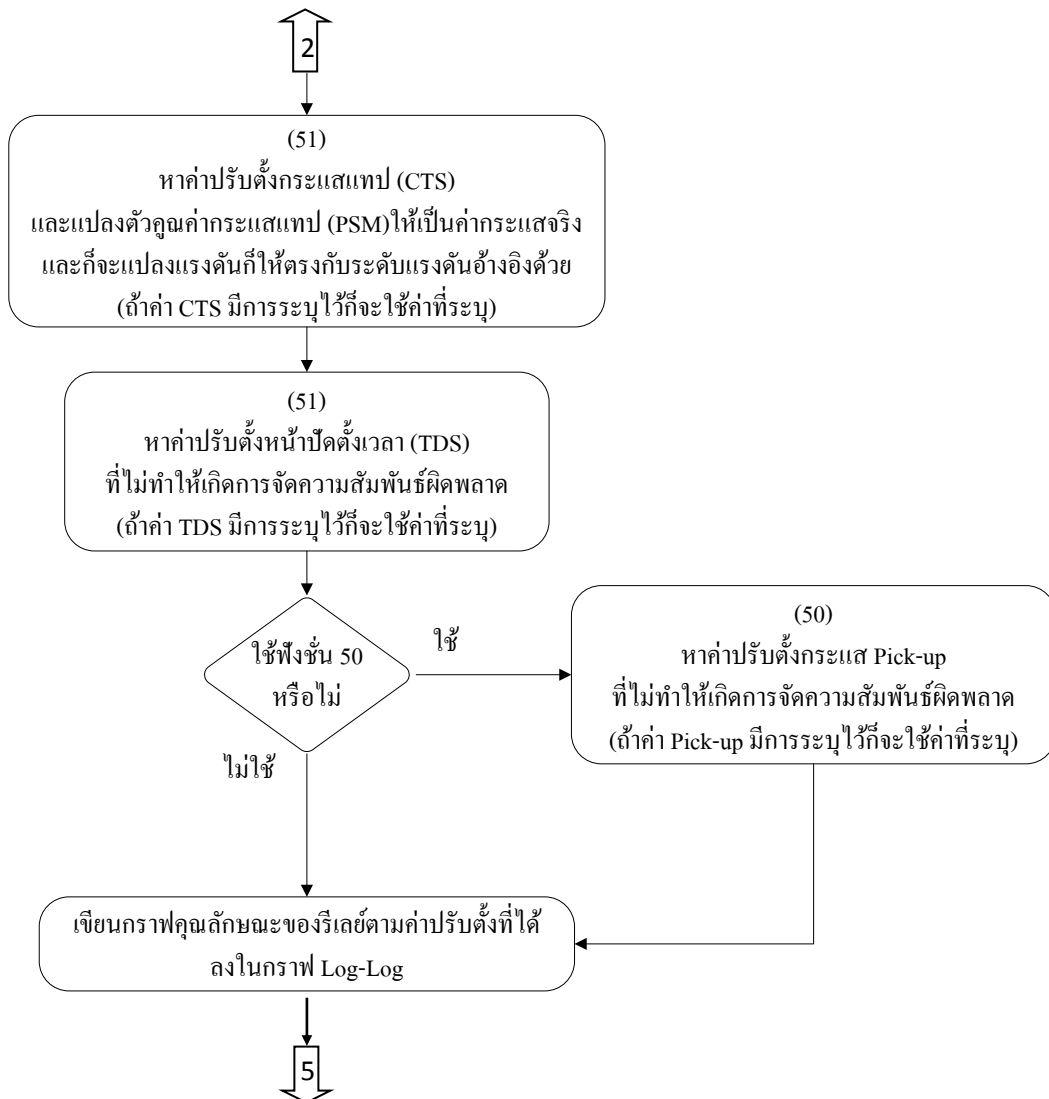
หลังจากที่โปรแกรมได้ค่ากระแสลัดวงจรเรียบร้อยแล้ว ขั้นตอนต่อไปโปรแกรม COPD จะจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวตามที่เราได้ป้อนข้อมูลไว้ และจะนำค่าของกระแสลัดวงจรที่คำนวณได้จากขั้นตอนก่อนหน้านี้มาร่วมพิจารณาด้วย ซึ่งขั้นตอนในการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน สามารถดูได้จากขั้นตอนวิธี (Algorithm) ดังแสดงในภาพที่ 5.16 ดังต่อไปนี้



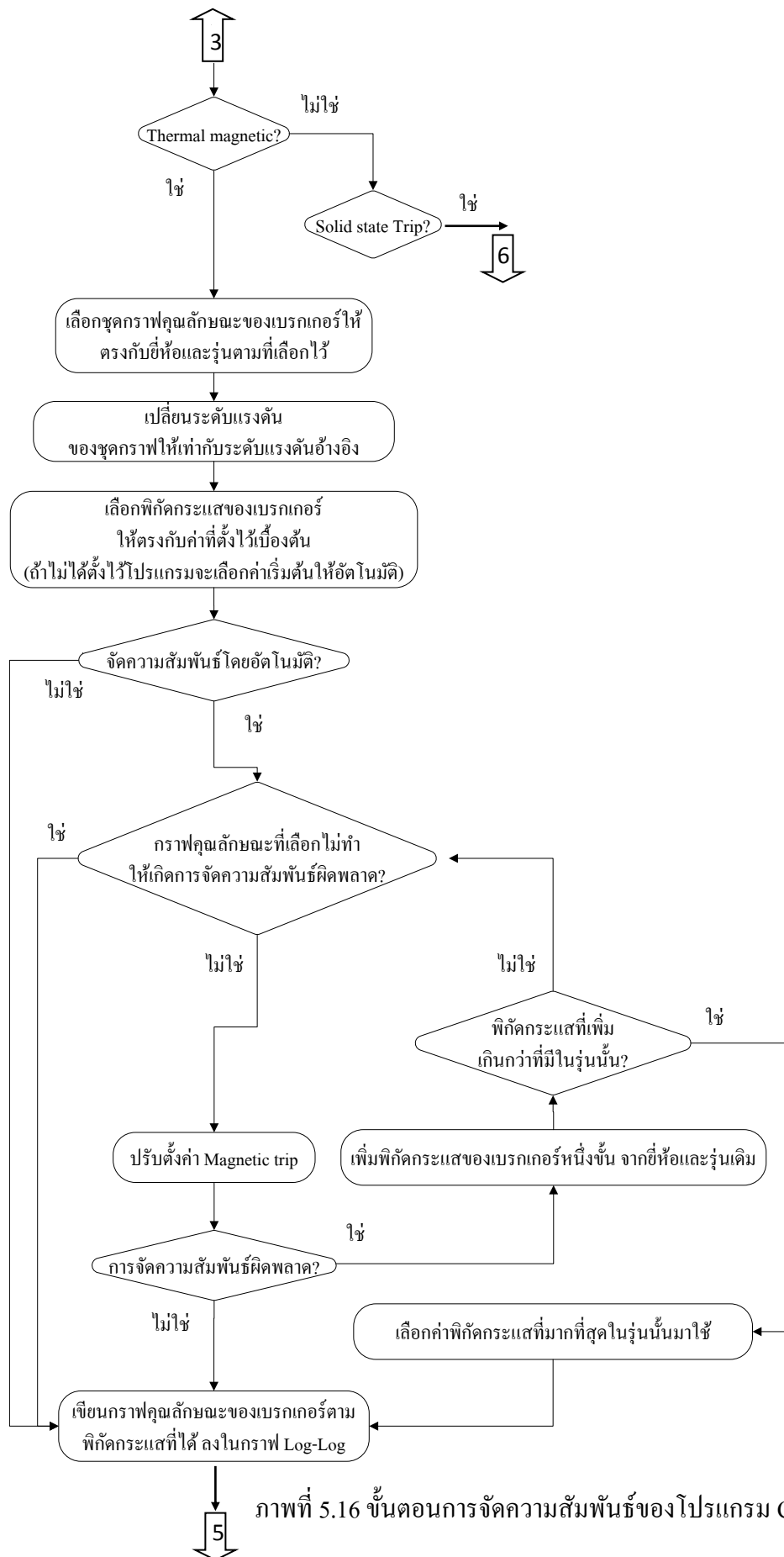
ภาพที่ 5.16 ขั้นตอนการจัดความสัมพันธ์ของโปรแกรม COPD



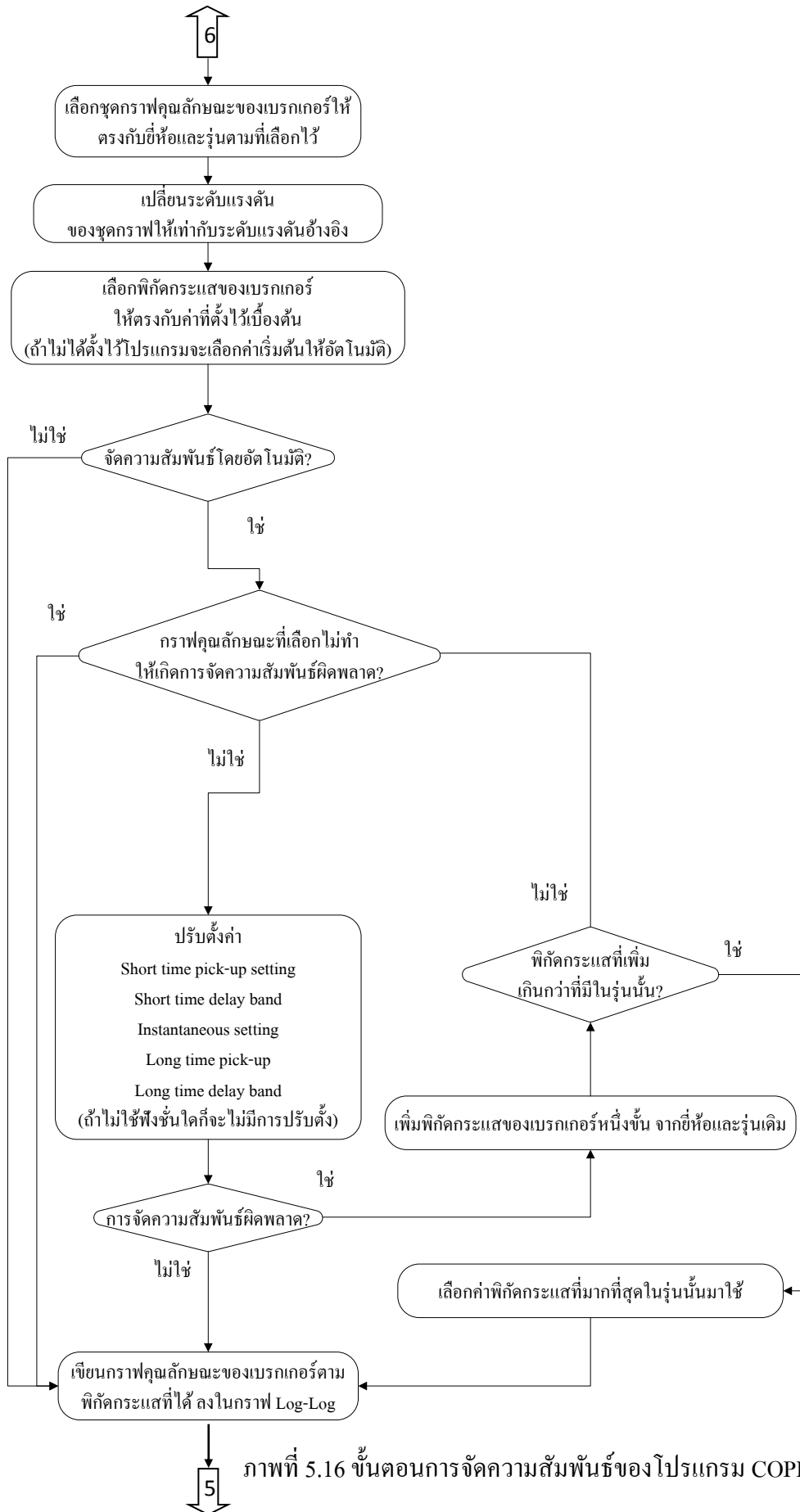
ภาพที่ 5.16 ขั้นตอนการปรับความสัมพันธ์ของโปรแกรม COPD (ต่อ)

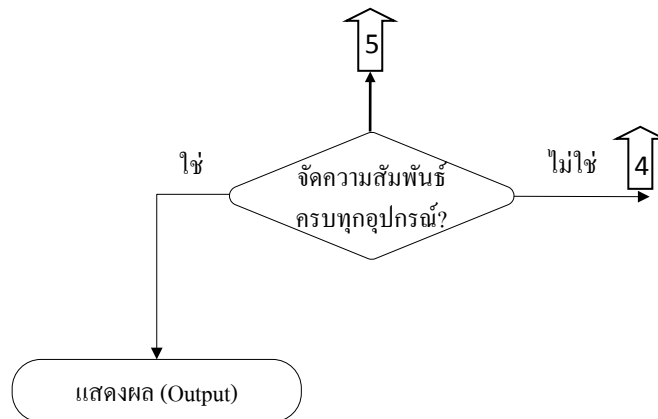


ภาพที่ 5.16 ขั้นตอนการจัดความสัมพันธ์ของโปรแกรม COPD (ต่อ)



ภาพที่ 5.16 ขั้นตอนการจัดความสัมพันธ์ของโปรแกรม COPD (ต่อ)





ภาพที่ 5.16 ขั้นตอนการจัดความสัมพันธ์ของโปรแกรม COPD (ต่อ)

## 5.2.4 ส่วนแสดงผล

หลังจากที่โปรแกรม COPD ได้ประมวลผลเสร็จเรียบร้อยแล้ว ผู้ใช้สามารถดูค่าต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการจัดความสัมพันธ์ได้ทันที ซึ่งค่าต่างๆ ที่จะแสดงในโปรแกรม COPD มีดังต่อไปนี้

5.2.4.1 ตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจร จะแสดงค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด และต่ำสุดที่ผ่านอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวทั้งอุปกรณ์ป้องกันหลักและอุปกรณ์ป้องกันสำรอง ซึ่งสามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.17 ดังต่อไปนี้

Primary Protection	kV.	Min Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Max Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Back-up Protection	Min Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Max Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)
Relay1	22	6.81 (L-L,2)	7.86 (3P,2)	-	-	-
CB1	0.4	11.95 (L-L,4)	14.72 (SGL,4)	Relay1	8.50 (SGL,4)	13.96 (3P,4)
Fuse1	0.4	3.72 (SGL,6)	16.09 (SGL,5)	CB1	3.72 (SGL,6)	16.09 (SGL,5)
CB3	0.4	4.73 (SGL,8)	16.03 (SGL,7)	CB1	4.73 (SGL,8)	16.03 (SGL,7)
CB2	0.4	4.75 (SGL,10)	16.13 (SGL,9)	CB1	4.75 (SGL,10)	16.13 (SGL,9)
Fuse2	0.4	1.37 (SGL,12)	8.21 (3P,11)	CB2	1.37 (SGL,12)	8.21 (3P,11)
Fuse3	0.4	1.34 (SGL,14)	7.87 (3P,13)	CB2	1.34 (SGL,14)	7.87 (3P,13)
Fuse4	0.4	1.34 (SGL,16)	7.87 (3P,15)	CB2	1.34 (SGL,16)	7.87 (3P,15)

ภาพที่ 5.17 ตัวอย่างตารางแสดงค่ากระแสลัดวงจร

โดยรายละเอียดของตารางค่ากระแสลัดวงจรในแต่ละคอลัมน์มีดังนี้

คอลัมน์ที่ 1 คือ ชื่อของอุปกรณ์ป้องกันหลัก

คอลัมน์ที่ 2 คือ ระดับแรงดันของอุปกรณ์ป้องกัน

คอลัมน์ที่ 3 คือ กระแสลัดวงจรต่ำสุดที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันหลักโดยการแสดงผลจะอยู่ในรูปของ “กระแสลัดวงจร (ชนิดการลัดวงจร, บัสที่เกิดการลัดวงจร)”

คอลัมน์ที่ 4 คือ กระแสลัดวงจรสูงสุดที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันหลักโดยการแสดงผลจะอยู่ในรูปของ “กระแสลัดวงจร (ชนิดการลัดวงจร, บัสที่เกิดการลัดวงจร)”

คอลัมน์ที่ 5 คือ ชื่อของอุปกรณ์ป้องกันสำรอง

คอลัมน์ที่ 6 คือ กระแสลัดวงจรต่ำสุดที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันสำรองโดยการแสดงผลจะอยู่ในรูปของ “กระแสลัดวงจร (ชนิดการลัดวงจร, บัสที่เกิดการลัดวงจร)”

คอลัมน์ที่ 7 คือ กระแสลัดวงจรสูงสุดที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันสำรองโดยการแสดงผลจะอยู่ในรูปของ “กระแสลัดวงจร (ชนิดการลัดวงจร, บัสที่เกิดการลัดวงจร)”

โดยในคอลัมน์ที่ 3, 4, 6, 7 จะมีตัวย่อสำหรับบอกชนิดของการลัดวงจรดังนี้

3P คือ การลัดวงจรชนิด Three Phase Faults


L-L คือ การลัดวงจรชนิด Line to Line Faults

SGL คือ การลัดวงจรชนิด Single Line to Ground Faults

#### 5.2.4.2 กราฟการวัดความสัมพันธ์ (T-I Curve) และ ตารางค่าผลต่างเวลา (Coordination Time Interval)

หน้าต่างนี้จะแบ่งการแสดงผลออกเป็นสองส่วนย่อยได้แก่

##### 1. ส่วนแสดงกราฟการวัดความสัมพันธ์ (T-I Curve)

ในส่วนนี้จะแสดงกราฟการวัดความสัมพันธ์ซึ่งโปรแกรม COPD จะวาดกราฟบนแกน Log-Log และที่กราฟของแต่ละอุปกรณ์จะมีการระบุชื่อของอุปกรณ์นั้นเอาไว้ด้วย โดยผู้ใช้สามารถเลือกอุปกรณ์ที่ต้องการจะวาดกราฟการวัดความสัมพันธ์ได้โดยการเลือกอุปกรณ์ที่ต้องการที่ช่องของ Select Equipment to Plot หลังจากนั้นให้กดปุ่ม  เพื่อวาดกราฟการวัดความสัมพันธ์ อนึ่ง ผู้ใช้สามารถแก้ไขตัวคูณค่ากระแสของกราฟการวัดความสัมพันธ์และสามารถสร้างเส้นแสดงกระแสลัดวงจรในกราฟการวัดความสัมพันธ์ตามต้องการได้



## 2. ส่วนตารางแสดงค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกัน (Coordination Time Interval)

ในส่วนนี้จะแสดงค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันทั้งแบบเฟส และแบบลงดิน โดยที่ในโปรแกรม COPD ค่าผลต่างเวลาจะคำนวณมาจาก Min Clearing Time ของอุปกรณ์ป้องกันสำรองลบด้วย Max Clearing Time ของอุปกรณ์ป้องกันหลัก

โดยรายละเอียดของตารางค่าผลต่างเวลาในแต่ละคอลัมน์มีดังนี้

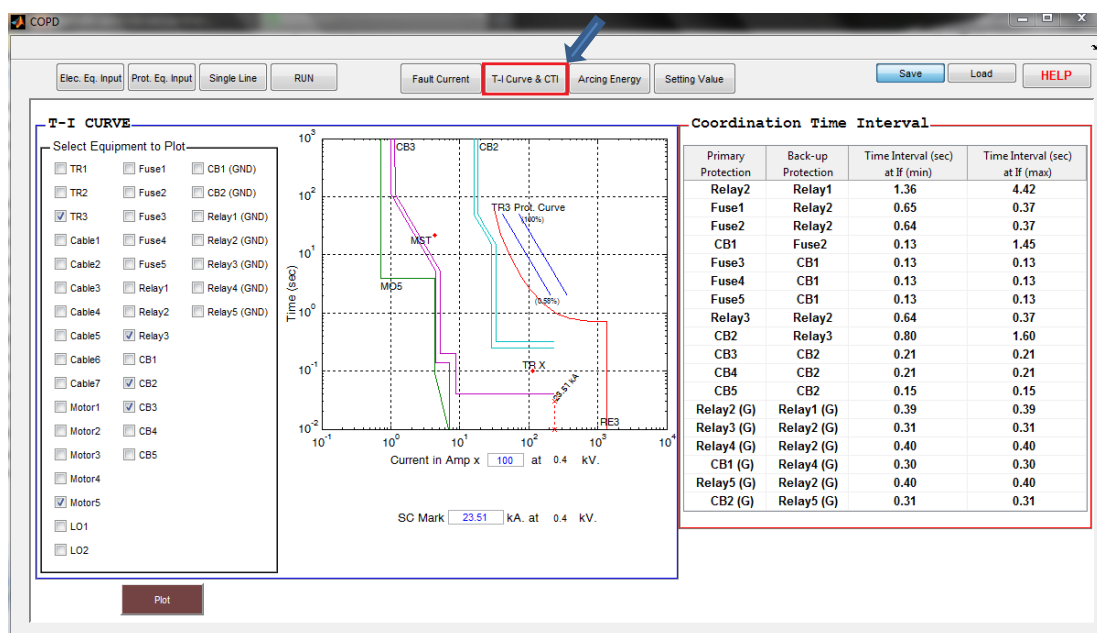
คอลัมน์ที่ 1 คือ ชื่อของอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Primary Protection)

คอลัมน์ที่ 2 คือ ชื่อของอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Back-Up Protection)

คอลัมน์ที่ 3 คือ ค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันที่ค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุด

คอลัมน์ที่ 4 คือ ค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันที่ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด

ซึ่งกราฟการจับความสัมพันธ์ (T-I Curve) และ ตารางค่าผลต่างเวลา (Coordination Time Interval) สามารถแสดงได้ตามภาพที่ 5.18 ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 5.18 ตัวอย่างกราฟการจับความสัมพันธ์และตารางค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกัน

### 5.2.4.3 ตารางแสดงค่าพลังงานจากการอาร์ก (Arcing Energy)

หน้าต่างนี้จะแสดงค่าพลังงานจากการอาร์กทั้งที่เกิดจากอุปกรณ์ป้องกันหลักและอุปกรณ์ป้องกันสำรองและทั้งจากอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสและแบบลงดิน

โดยรายละเอียดของตารางค่าพลังงานจากการอาร์กในแต่ละคอลัมน์มีดังนี้

คอลัมน์ที่ 1 คือ อุปกรณ์ป้องกันหลักทั้งแบบเฟสและลงดิน (Primary Protection)

คอลัมน์ที่ 2, 7 คือ แรงดันคร่อมอาร์ค ซึ่งผู้ใช้สามารถเปลี่ยนค่าได้ตามต้องการ  
 คอลัมน์ที่ 3, 8 คือ กระแสลัดวงจรรั่วลงดินที่ระดับแรงดันของอุปกรณ์นั้นๆ  
 คอลัมน์ที่ 4, 9 คือ ช่วงเวลาการตัดกระแส โดยการแสดงผลจะมีสองรูปแบบคือ 1. แสดง  
 ผลของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสอย่างเดียว 2. แสดงผลของอุปกรณ์ป้องกันแบบลงดินและแบบเฟส  
 (GND, Phase) ถ้าที่จุดนั้นมีการป้องกันแบบลงดินด้วย

คอลัมน์ที่ 5, 10 คือ พลังงานจากการอาร์ค โดยการแสดงผลจะมีสองรูปแบบคือ 1. แสดง  
 ผลของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสอย่างเดียว 2. แสดงผลของอุปกรณ์ป้องกันแบบลงดินและแบบเฟส  
 (GND, Phase) ถ้าที่จุดนั้นมีการป้องกันแบบลงดินด้วย หนึ่งค่าพลังงานจากการอาร์คที่อยู่ในช่วง  
 ความเสียหายรุนแรงคือมีค่าเกินกว่า 200 kW-Sec โปรแกรม COPD จะทำเครื่องหมาย \* ที่หน้า  
 ของค่าพลังงานนั้นเพื่อให้ง่ายต่อการสังเกต

คอลัมน์ที่ 6 คือ อุปกรณ์ป้องกันสำรองทั้งแบบเฟสและลงดิน (Back-Up Protection)  
 ซึ่งตารางแสดงค่าพลังงานจากการอาร์ค (Arcing Energy) สามารถแสดงได้ตามภาพที่  
 5.19 ดังต่อไปนี้

Primary Protection	Arc Vdrop (V)	Igf (kA)	Clearing time (sec)	Arcing Energy (kW-Sec)	Back-up Protection	Arc Vdrop (V)	Igf (kA)	Clearing time (sec)	Arcing Energy (kW-Sec)
Relay1	100	7.86	0.81	*638.31	Relay1	100	7.86	0.00	0.00
CB1(G), CB1	100	23.19	0.32, 0.50	*743, *1159	Relay1	100	0.24	1.35	33.14
GF1(G), Fuse1	100	23.65	0.03, 0.01	78, 23	CB1(G), CB1	100	23.65	0.32, 0.50	*758, *1181
CB3(G), CB3	100	23.49	0.10, 0.10	*234, *234	CB1(G), CB1	100	23.49	0.32, 0.50	*753, *1174
CB2(G), CB2	100	23.54	0.10, 0.20	*235, *470	CB1(G), CB1	100	23.54	0.32, 0.50	*754, *1177
Fuse2	100	5.38	0.01	5.38	CB2(G), CB2	100	5.38	0.10, 0.20	53, 107
Fuse3	100	5.25	0.01	5.25	CB2(G), CB2	100	5.25	0.10, 0.20	52, 105
Fuse4	100	5.25	0.01	5.25	CB2(G), CB2	100	5.25	0.10, 0.20	52, 105

ภาพที่ 5.19 ตัวอย่างตารางแสดงค่าพลังงานจากการอาร์ค

#### 5.2.4.4 ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน (Setting Value)

ในส่วนนี้จะแสดงผลของค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวที่ผู้ใช้ป้อนเข้าไปและ  
 โปรแกรม COPD คำนวณแบบอัตโนมัติออกมา เพื่อให้ผู้ใช้จะได้นำค่าปรับตั้งไปใช้งานตามต้องการ  
 ต่อไป

โดยรายละเอียดของข้อมูลและค่าปรับตั้งของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันที่จะแสดงมีดังนี้

- **Circuit Breaker (CB): เซอร์กิตเบรกเกอร์**

- ID: ชื่อของอุปกรณ์ป้องกัน
- Manufacturer: ชื่อผู้ผลิต
- Model: รุ่นของ CB ตามแต่ละผู้ผลิต
- Tripping: ชนิดของอุปกรณ์การทริป
- AT (A): พิกัดกระแสทริปของ CB
- LTPU: ค่า Long time pick-up
- LTD: ค่า Long time delay band
- STPU: ค่า Short time pick-up
- STD: ค่า Short time delay
- STD Band: Short time delay band เป็น In หรือ Out
- Inst. Funct.: ฟังก์ชัน Instantaneous trip เป็น On หรือ Off
- Inst. Setting: ค่า Instantaneous setting
- Magnetic Setting: ค่าปรับตั้ง Magnetic Trip

- **Relay: รีเลย์**

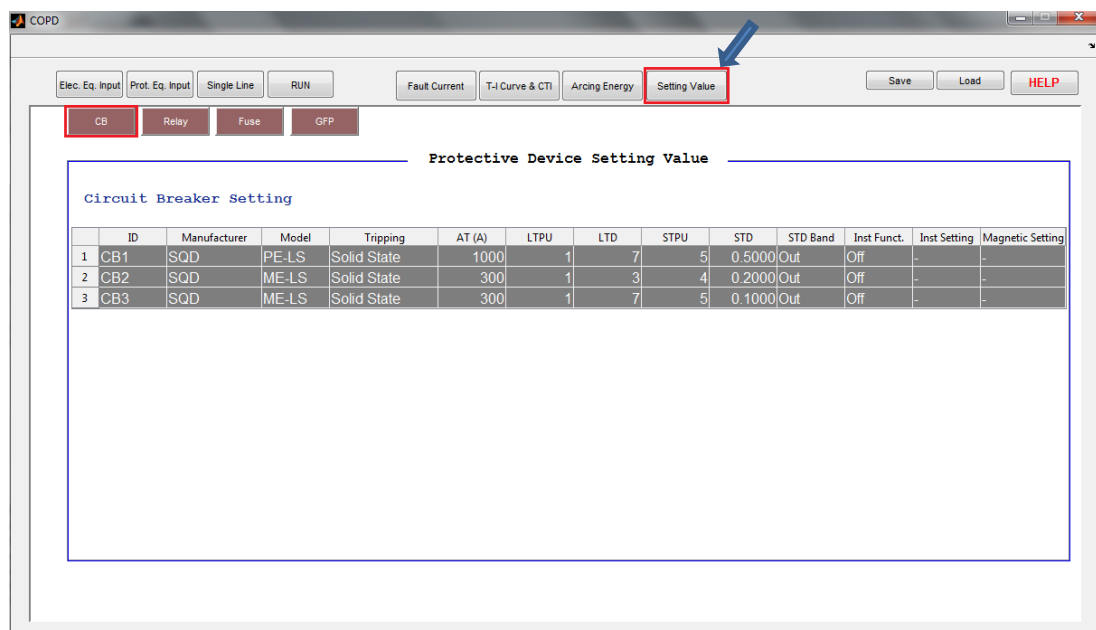
- ID: ชื่อของอุปกรณ์ป้องกัน
- Standard: มาตรฐานของรีเลย์ที่เลือกใช้
- Curve: คุณลักษณะการทำงานของรีเลย์
- CT Ratio: อัตราส่วนของหม้อแปลงกระแส
- Tap: ตัวคูณค่าปรับตั้งกระแส
- Pickup (A): ค่ากระแสจริงของรีเลย์จาก Tap Setting
- TDS: ตัวคูณค่าปรับตั้งเวลา (Time Dial Setting)
- Inst. Function: ฟังก์ชัน Instantaneous Trip ของรีเลย์เลือก On หรือ Off
- Inst. Setting: ค่าปรับตั้ง Instantaneous Trip
- Inst. Ampere: ค่ากระแสของ Instantaneous Setting

- Fuse: ฟิวส์

- ID: ชื่อของอุปกรณ์ป้องกัน
- Manufacturer: ชื่อผู้ผลิต
- Model: รุ่นของฟิวส์ตามแต่ละผู้ผลิต
- Size (A): ขนาดพิกัดกระแสของฟิวส์ หรือ พิกัด R-Rated

- Ground Fault Protection: อุปกรณ์ป้องกันลัดวงจรลงดิน

- ID: ชื่อของอุปกรณ์ป้องกัน
- Manufacturer: ชื่อผู้ผลิต
- Model: รุ่นของอุปกรณ์ป้องกัน
- GF Pickup: ค่าปรับตั้ง Ground Fault Pick up
- GF Delay: ค่าปรับตั้ง Ground Fault Delay



ภาพที่ 5.20 ตัวอย่างตารางแสดงค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน (CB)

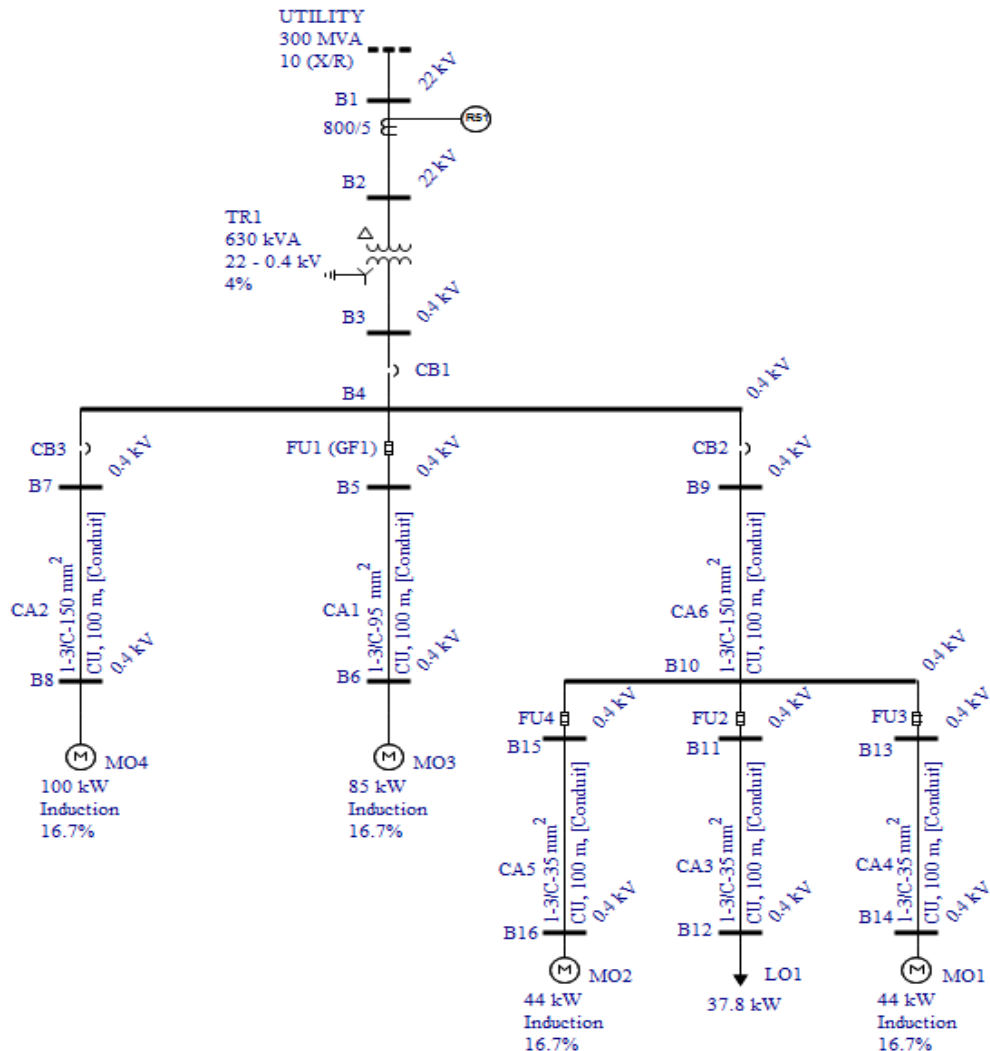
## บทที่ 6

### ตัวอย่างและการทดสอบโปรแกรม COPD

หัวข้อนี้จะแสดงวิธีการใช้ ขั้นตอนการใช้และการทดสอบโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้นสำหรับการจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติเพื่อหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน โดยผลที่ได้จากการจัดความสัมพันธ์โดยอัตโนมัติ จะนำมาเปรียบเทียบความถูกต้องกับโปรแกรมอ้างอิงคือโปรแกรม EasyPower (Demo) ซึ่งเป็นโปรแกรมที่มีความน่าเชื่อถือ และมีการใช้อย่างกว้างขวาง

#### 6.1 การทดสอบ

##### 6.1.1 ระบบทดสอบ



ภาพที่ 6.1 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบ

สำหรับระบบทดสอบจะเป็นระบบที่ผู้เขียนวิทยานิพนธ์สร้างขึ้นเพื่อเป็นตัวอย่างสำหรับการใช้และการทดสอบโปรแกรม COPD โดยระบบจะเป็นแบบ Radial System รับไฟ 22 kV มาจาก

การไฟฟ้าและจ่ายไฟผ่านหม้อแปลงขนาด 630kVA, 22/0.4 kV ไปยังโหลดต่างๆ ซึ่งจะมีไดอะแกรมเส้นเดียวแสดงได้ตามภาพที่ 6.1 และข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบจะมีดังนี้

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.1

อุปกรณ์	ข้อมูล
แหล่งจ่าย (Utility)	22kV, 300MVA <sub>SC,3P</sub> , X/R=10
หม้อแปลง (TR1)	630kVA, 22/0.4kV, %Z=4, %Z0=3.4, X/R=5, Inrush=12 เท่าที่ 0.1 sec, ขดลวดต่อแบบ Delta-Ygnd
สายไฟฟ้า 1 (CA1)	0.4kV, ขนาดสาย 1x3C-95mm <sup>2</sup> , ความยาว 100 เมตร R1=0.2347 Ω/km, X1=0.1038 Ω/km R0=0.9388 Ω/km, X0=0.4152 Ω/km
สายไฟฟ้า 2, 6 (CA2, 6)	0.4kV, ขนาดสาย 1x3C-150mm <sup>2</sup> , ความยาว 100 เมตร R1=0.1508 Ω/km, X1=0.1018 Ω/km R0=0.6032 Ω/km, X0=0.4070 Ω/km
สายไฟฟ้า 3, 4, 5 (CA3, 4, 5)	0.4kV, ขนาดสาย 1x3C-35mm <sup>2</sup> , ความยาว 100 เมตร R1=0.6372 Ω/km, X1=0.1082 Ω/km R0=2.5490 Ω/km, X0=0.4328 Ω/km
มอเตอร์ 1, 2 (MO1, 2)	0.4kV, 44kW, PF=0.85, ประสิทธิภาพ=0.94, %X <sub>s</sub> '=16.7%, X/R=6 Acceleration time= 8 sec, Safe Stall Time= 40 sec
มอเตอร์ 3 (MO3)	0.4kV, 85kW, PF=0.91, ประสิทธิภาพ=0.85, %X <sub>s</sub> '=16.7%, X/R=9 Acceleration time= 8 sec, Safe Stall Time= 40 sec
มอเตอร์ 4 (MO4)	0.4kV, 100kW, PF=0.92, ประสิทธิภาพ=0.83, %X <sub>s</sub> '=16.7%, X/R=10 Acceleration time= 8 sec, Safe Stall Time= 40 sec
โหลด 1 (LO1)	0.4kV, 37.8kW, PF=0.9

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.1

อุปกรณ์	ข้อมูล
รีเลย์1 (RE1)	22kV, Standard: IEEE, Curve: Very Inverse, CT Ratio: 800/5
เซอร์กิตเบรกเกอร์1 (CB1)	0.4kV, ผู้ผลิต Squire D, รุ่น PE-LS, ชนิดการทริป Solid State, Inst. Function: Off, GND Protection: On
เซอร์กิตเบรกเกอร์2, 3 (CB2, 3)	0.4kV, ผู้ผลิต Squire D, รุ่น ME-LS, ชนิดการทริป Solid State, Inst. Function: Off, GND Protection: On
ฟิวส์1, 2, 3, 4 (FU1, 2, 3, 4)	0.4kV, ผู้ผลิต Bussmann, รุ่น LPJ(Jfuse)
Ground Fault Relay1 (GF1)	0.4kV, ผู้ผลิต ABB, รุ่น GRC

จากข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันตามตารางที่ 6.2 จะพบว่าอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบจะไม่มีข้อมูลค่าปรับตั้งระบุไว้ ดังนั้นจะใช้โปรแกรม COPD ที่พัฒนาขึ้นจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติเพื่อหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบ โดยค่าปรับตั้งที่โปรแกรม COPD หาได้นั้นจะต้องไม่ทำให้เกิดการจัดความสัมพันธ์ผิดพลาด (Mis-Coordination) ซึ่งฟังก์ชันการจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัตินี้ ทำให้ผู้ใช้สามารถจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันได้อย่างรวดเร็ว และถูกต้อง

เมื่อได้ข้อมูลของอุปกรณ์ทุกตัวในระบบแล้ว ต่อไปจะทดสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นโดยมีขั้นตอนดังต่อไปนี้

## 6.1.2 การทดสอบและการใช้งานโปรแกรม COPD

### 6.1.2.1 ป้อนข้อมูล

- ป้อนข้อมูลสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า

ป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบลงในโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่หน้าต่าง Electrical Equipment Input โดยการกดปุ่ม **Elec. Eq. Input** ที่โปรแกรม COPD แล้วป้อนข้อมูลตามข้อมูลในตารางที่ 6.1 ซึ่งจะได้ดังภาพที่ 6.2 ดังต่อไปนี้

Electrical Equipment Input														
<b>UTILITY</b>					<b>LOAD</b>									
	To	kV.	MVA <sub>sc</sub>	X/R		From	kV.	kW	%PF.					
1	1	22	300	10	1	12	0.4000	37.8000	0.9000	▲				
					2	0	0	0	0	▢				
					3	0	0	0	0	▼				
<b>TRANSFORMER</b>														
	From	To	Pri. kV.	Sec. kV.	kVA	%Z	%Z0	X/R	Connection	Inrush(xFLA)				
1	2	3	22	0.4000	630	4	3.4000	5	D-Ygnd	12				
2	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0				
3	0	0	0	0	0	0	0	0	-	0				
<b>MOTOR</b>														
	From	kV.	kW	PF	Efficiency	%K"	X/R	Ir (A.)	Acceleration Time(sec.)	Safe Stall Time(sec.)				
1	14	0.4000	44	0.8500	0.9400	16.7000	6	80	8	40				
2	16	0.4000	44	0.8500	0.9400	16.7000	6	80	8	40				
3	6	0.4000	85	0.9100	0.8500	16.7000	9	160	8	40				
<b>CABLE</b>														
	From	To	kV.	Size (mm <sup>2</sup> )	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	Length (m)	No./Phase	I <sub>min</sub> (A.)	I <sub>max</sub> (A.)	t <sub>min</sub> (sec.)	t <sub>max</sub> (sec.)
1	5	6	0.4000	95	0.2347	0.1038	0.9388	0.4152	100	1	3200	100000	0.0100	10
2	7	8	0.4000	150	0.1508	0.1018	0.6032	0.4070	100	1	5000	160000	0.0100	10
3	11	12	0.4000	35	0.6372	0.1082	2.5490	0.4328	100	1	1200	37000	0.0100	10

ภาพที่ 6.2 การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าลงในโปรแกรม COPD

- ป้อนข้อมูลสำหรับอุปกรณ์ป้องกัน

เมื่อป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าแล้ว ต่อไปจะป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันโดยกดปุ่ม **Prot. Eq. Input** เพื่อเปลี่ยนหน้าต่างการป้อนข้อมูลมาเป็นการป้อนข้อมูลสำหรับอุปกรณ์ป้องกัน (Protective Device Input) หลังจากนั้นก็ป้อนข้อมูลตามข้อมูลในตาราง 6.2 ซึ่งในโปรแกรม COPD จะแยกการป้อนข้อมูลสำหรับอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟส และแบบลงดินไว้คนละหน้าต่างซึ่งจะมีรูปร่างดังแสดงในภาพที่ 6.3 และ 6.4 ต่อไปนี้



- การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟส

**Protective Device Input (Phase)**

Phase Trip    GND Trip

**FUSE**

	From	To	kV.	Manufacturer	Model	Size (A)
1	4	5	0.4000	Bussmann	LPJ (J)	Auto
2	10	11	0.4000	Bussmann	LPJ (J)	Auto
3	10	13	0.4000	Bussmann	LPJ (J)	Auto

**RELAY**

	From	To	kV.	Type	Curve	CT Ratio	Tap Setting	Time Dial Setting	Inst. Function	Inst. Setting
1	1	2	22	IEEE (50/51)	Very Inverse (EEE)	160	Auto	Auto	Off	-
2	0	0	0	-	-	0	-	-	-	-
3	0	0	0	-	-	0	-	-	-	-

**Circuit Breaker**

	From	To	kV.	Manufacturer	Tripping	Model	Plug Setting (A)	LT Pickup	LT Delay	ST Pickup	ST Delay Band	ST Delay	Inst.
1	3	4	0.4000	SQD	Solid State	PE-LS (SQD)	Auto	Auto	Auto	Auto	Out	Auto	Off
2	4	9	0.4000	SQD	Solid State	ME-LS (SQD)	Auto	Auto	Auto	Auto	Out	Auto	Off
3	4	7	0.4000	SQD	Solid State	ME-LS (SQD)	Auto	Auto	Auto	Auto	Out	Auto	Off

ภาพที่ 6.3 การป้อนข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสของระบบทดสอบ

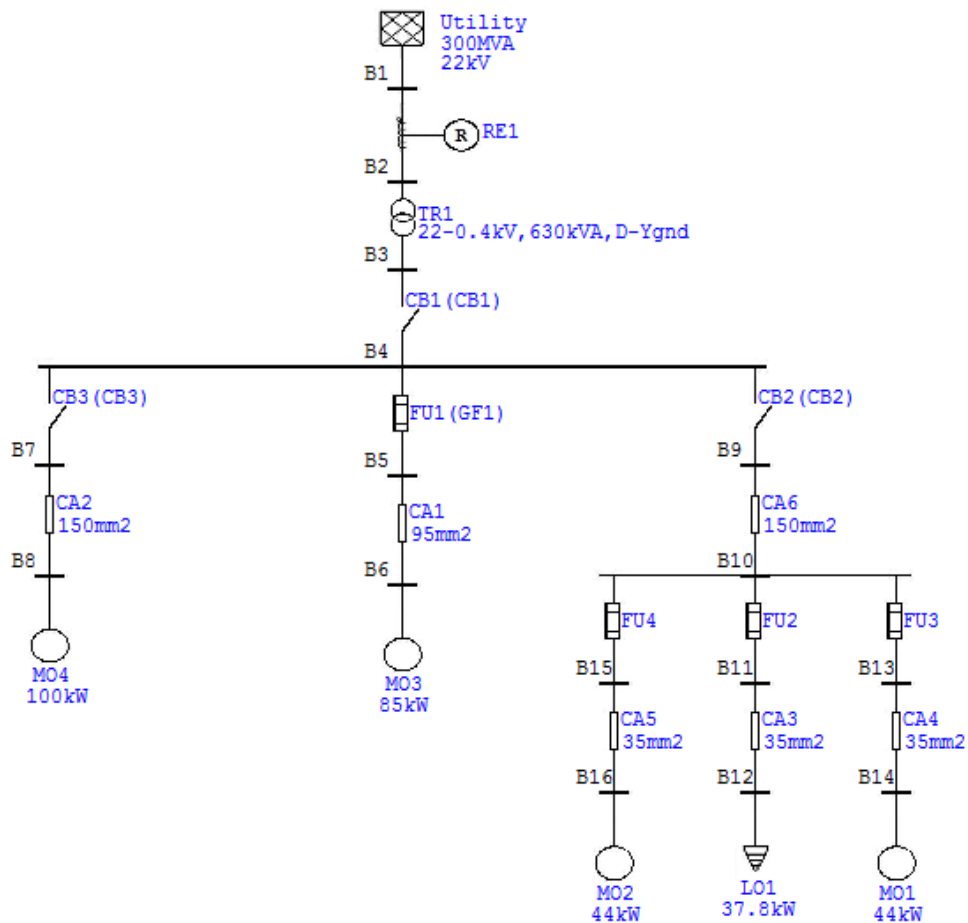
- การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันลงดิน

	From	To	kV.	Device	Manufacturer	Model	GF Pickup	GF Delay
1	3	4	0.4000	CB	SQD	PE-LS (SQD)	Auto	Auto
2	4	5	0.4000	GFR	ABB	GRC (ABB)	Auto	Auto
3	4	9	0.4000	CB	SQD	ME-LS (SQD)	Auto	Auto

ภาพที่ 6.4 การป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันลงดินของระบบทดสอบ

### 6.1.2.2 ตรวจสอบไดอะแกรมเส้นเดียว (Single Line Diagram)

หลังจากป้อนข้อมูลเรียบร้อยแล้วก็จะกดปุ่ม  เพื่อตรวจสอบว่าไดอะแกรมเส้นเดียวที่โปรแกรม COPD สร้างขึ้นโดยอัตโนมัติจากข้อมูลที่ป้อนให้ นั้น ตรงกับไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบที่ต้องการหรือไม่ ซึ่งจะได้ไดอะแกรมเส้นเดียวดังภาพที่ 6.5 ต่อไปนี้



ภาพที่ 6.5 Single Line Diagram ของระบบทดสอบ

หลังจากได้ไดอะแกรมเส้นเดียวมาแล้วต่อไปจะสั่งให้โปรแกรม COPD เริ่มจัดความสัมพันธ์

อนึ่งจากไดอะแกรมเส้นเดียวตามภาพที่ 6.5 ชื่อของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงเล็บจะเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำหรับการลัดวงจรลงดินเช่น FU1 (GF1) ซึ่ง GF1 (Ground Fault Relay) จะเป็นอุปกรณ์ป้องกันการลัดวงจรลงดินส่วน FU1 (Fuse) จะเป็นอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟส

### 6.1.2.3 การสั่งโปรแกรม COPD เริ่มประมวลผล

หลังจากป้อนข้อมูลต่างๆ ครบถ้วน และตรวจสอบไดอะแกรมเส้นเดียวเรียบร้อยแล้วต่อไปก็จะสั่งโปรแกรมให้เริ่มจัดความสัมพันธ์และประมวลผล โดยการกดปุ่ม  หลังจากกกดปุ่มนี้โปรแกรมก็จะเริ่มจัดความสัมพันธ์ และประมวลผลค่าต่างๆ ซึ่งหลังจากโปรแกรมจัดความสัมพันธ์และประมวลผลของค่าต่างๆ เสร็จสิ้นปุ่ม  ก็จะเปลี่ยนเป็น  ซึ่งหมายถึงผู้ใช้สามารถตรวจสอบผลการจัดความสัมพันธ์ และค่าอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องได้ทันที

#### 6.1.2.4 ผลการจัดความสัมพันธ์และค่าอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

หลังจากโปรแกรม COPD จัดความสัมพันธ์เสร็จเรียบร้อยแล้ว ต่อไปจะตรวจสอบผลการจัดความสัมพันธ์และค่าอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

- ค่ากระแสลัดวงจร

ค่ากระแสลัดวงจรตามตารางที่ 6.3 ที่ได้จากโปรแกรม COPD นั้นจะเป็นค่ากระแส Interrupting Duty (3-8 cycle) ซึ่งจะมีทั้ง ค่ากระแสที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันหลัก และค่ากระแสที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันสำรองซึ่งค่ากระแสที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ป้องกันยังแบ่งเป็นค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด และต่ำสุดพร้อมทั้งบอกชนิดและบัสที่เกิดการลัดวงจรอีกด้วย ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดจะใช้พิจารณาเลือกพิกัด Interrupting Capacity ของอุปกรณ์ป้องกัน ส่วนค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดจะใช้พิจารณาความไวของการป้องกัน (Protection Sensitivity)

ค่ากระแสลัดวงจรตามตารางที่ 6.3 จะเป็นค่ากระแสลัดวงจรที่โปรแกรม COPD คำนวณมาโดยอัตโนมัติ ซึ่งจากตารางจะมีข้อสังเกตคือค่ากระแสลัดวงจรที่ผ่านอุปกรณ์ป้องกันหลัก CB1 และที่ผ่านอุปกรณ์ป้องกันสำรอง Relay1 มีค่าไม่เท่ากัน เนื่องจากว่าเมื่อกระแสลัดวงจรไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันหลัก CB1 แล้วก่อนที่จะถึงอุปกรณ์ป้องกันสำรอง Relay1 กระแสลัดวงจรได้ไหลผ่านหม้อแปลงซึ่งมีการต่อขดลวดแบบ Delta-Wyegnd จึงทำให้กระแสลัดวงจรมีค่าเปลี่ยนไปตามทฤษฎีที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.2.2

FAULT CURRENT TABLE

Primary Protection	kV.	Min Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Max Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Back-up Protection	Min Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Max Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)
Relay1	22	6.81 (L-L,2)	7.86 (3P,2)	-	-	-
CB1	0.4	18.70 (L-L,4)	23.19 (SGL,4)	Relay1	13.45 (SGL,4)	21.69 (L-L,4)
Fuse1	0.4	4.00 (SGL,6)	23.65 (SGL,5)	CB1	4.00 (SGL,6)	23.65 (SGL,5)
CB3	0.4	5.21 (SGL,8)	23.49 (SGL,7)	CB1	5.21 (SGL,8)	23.49 (SGL,7)
CB2	0.4	5.22 (SGL,10)	23.54 (SGL,9)	CB1	5.22 (SGL,10)	23.54 (SGL,9)
Fuse2	0.4	1.38 (SGL,12)	8.94 (3P,11)	CB2	1.38 (SGL,12)	8.94 (3P,11)
Fuse3	0.4	1.36 (SGL,14)	8.80 (3P,13)	CB2	1.36 (SGL,14)	8.80 (3P,13)
Fuse4	0.4	1.36 (SGL,16)	8.80 (3P,15)	CB2	1.36 (SGL,16)	8.80 (3P,15)

ตารางที่ 6.3 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบทดสอบ

- ช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์ (Coordination Time Interval)

การทำงานเป็นลำดับของอุปกรณ์ป้องกันหรือที่เรียกว่าการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน จะต้องมียุทธศาสตร์ช่วงเวลา (Coordination Time Interval) ระหว่างอุปกรณ์ป้องกันหลักและอุปกรณ์ป้องกันสำรองที่เพียงพอ มิเช่นนั้นอาจจะทำให้เกิดการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน (Nuisance Tripping) และจะทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบได้

จากตารางที่ 6.4 แสดงค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ ซึ่งค่าผลต่างเวลานี้ได้มาจากการนำค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดและสูงสุดที่ไหลผ่านแต่ละคู่ของอุปกรณ์ป้องกัน (อุปกรณ์ป้องกันหลักและอุปกรณ์ป้องกันสำรอง) มาเทียบกับกราฟคุณลักษณะของการจัดความสัมพันธ์ของแต่ละคู่ของอุปกรณ์ป้องกันนั้นๆ โดยจะเห็นได้ว่าช่วงเวลากการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละคู่ที่โปรแกรม COPD จัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติ นั้น มีค่าช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์อย่างต่ำ 0.13 วินาที ซึ่งค่าช่วงเวลาการจัดความสัมพันธ์ขั้นต่ำนี้ถือว่าเพียงพอสำหรับอุปกรณ์ป้องกันในระบบแรงดันต่ำตามมาตรฐาน IEEE

Primary Protection	Back-up Protection	Time Interval (sec) at If (min)	Time Interval (sec) at If (max)
CB1	Relay1	0.50	0.85
Fuse1	CB1	0.39	0.39
CB3	CB1	0.30	0.30
CB2	CB1	0.20	0.20
Fuse2	CB2	0.13	0.13
Fuse3	CB2	0.13	0.13
Fuse4	CB2	0.13	0.13
GFR1 (G)	CB1 (G)	0.21	0.21
CB3 (G)	CB1 (G)	0.15	0.15
CB2 (G)	CB1 (G)	0.15	0.15

ตารางที่ 6.4 ค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกัน

- กราฟของการจัดความสัมพันธ์

หลังจากได้พิจารณาข้อมูลทั้งค่ากระแสลัดวงจร และค่าช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์แล้ว ต่อไปจะพิจารณากราฟการจัดความสัมพันธ์ ซึ่งโปรแกรม COPD ได้จัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติ โดยจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

### - การจัดการความสัมพันธ์แบบเฟสของ CB3 ถึง Motor4

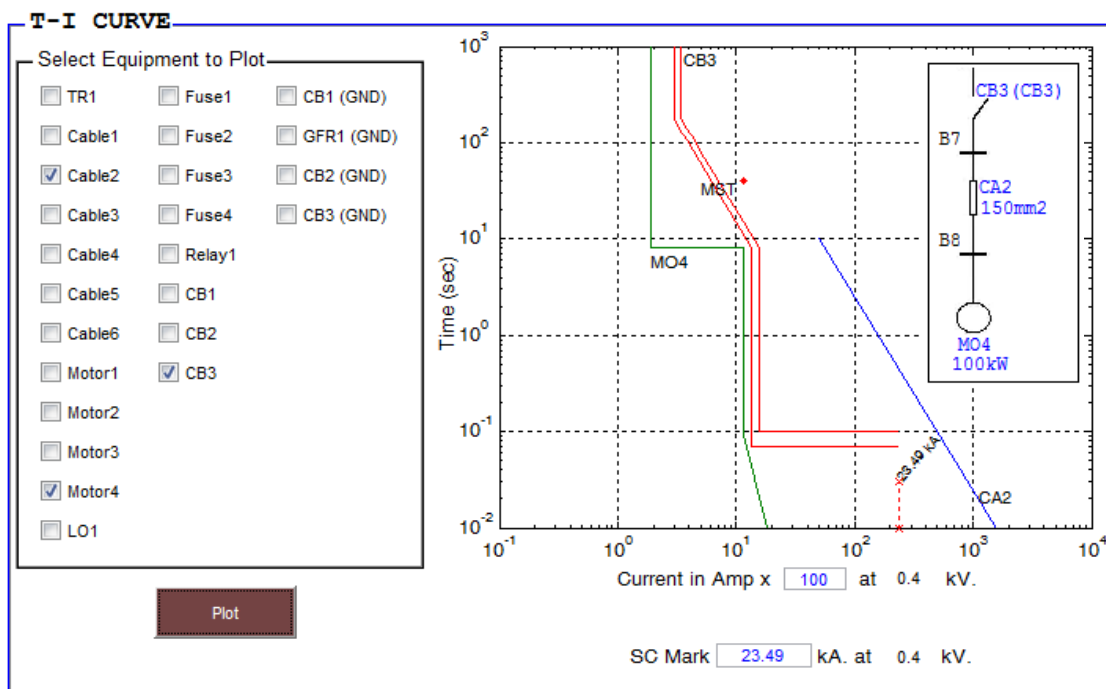
จากกราฟการจัดการความสัมพันธ์ตามภาพที่ 6.6 สามารถพิจารณาการจัดการความสัมพันธ์ได้ดังนี้

#### - การจัดการความสัมพันธ์ระหว่าง CB3 กับ Motor4 (MO4)

กราฟคุณลักษณะของ CB3 อยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟ Motor Profile ของ Motor4 (MO4) และยังอยู่ต่ำกว่าจุด Maximum Stall Time (MST) ของ Motor4 อีกทั้ง CB3 มีค่าพิกัดกระแสที่โปรแกรม COPD คำนวณมาโดยอัตโนมัติคือ 300A. คิดเป็น 157% ของพิกัดกระแสไหลของ Motor4 (190A.) ซึ่งไม่เกิน 250% ตามมาตรฐาน NEC 430-152 ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าการจัดการความสัมพันธ์ระหว่าง Motor4 และ CB3 ผ่านตามมาตรฐาน

#### - การจัดการความสัมพันธ์ระหว่าง CB3 กับ Cable2 (CA2)

กราฟคุณลักษณะของ CB3 อยู่ต่ำกว่ากราฟ Cable Damage Curve ของ Cable2 (CA2) และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน อีกทั้งค่าพิกัดกระแสของ CB3 ยังมีค่าน้อยกว่าค่าพิกัดกระแสต่อเนื่องของ Cable2 (320A) ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าการจัดการความสัมพันธ์ระหว่าง CB3 และ Cable2 ผ่านตามมาตรฐาน



ภาพที่ 6.6 กราฟการจัดการความสัมพันธ์แบบเฟสของ CB3 ถึง Motor4

### - การจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse1 ถึง Motor3

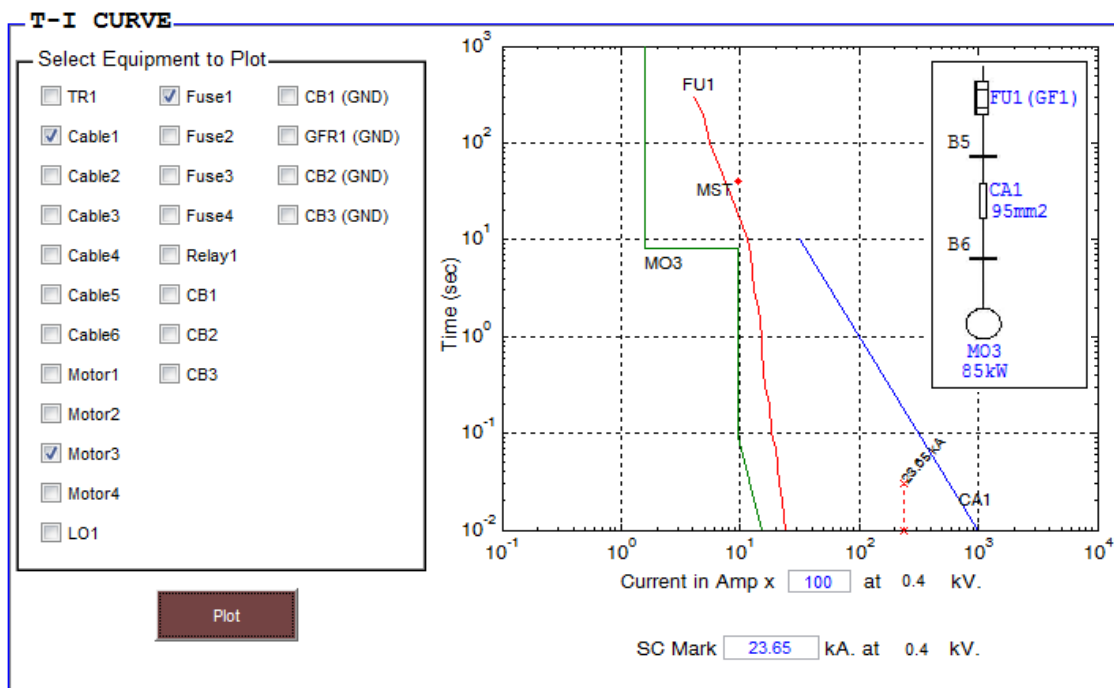
จากกราฟการจัดความสัมพันธ์ตามภาพที่ 6.7 สามารถพิจารณาการจัดความสัมพันธ์ได้ดังนี้

#### - การจัดความสัมพันธ์ระหว่าง Fuse1 (FU1) กับ Motor3 (MO3)

กราฟคุณลักษณะของ Fuse1 (FU1) อยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟ Motor Profile ของ Motor3 (MO3) และยังอยู่ต่ำกว่าจุด Maximum Stall Time (MST) ของ Motor3 อีก ทั้ง Fuse1 มีค่าพิกัดกระแสที่โปรแกรม COPD คำนวณมาโดยอัตโนมัติคือ 200A. คิดเป็น 125% ของพิกัดกระแสของ Motor3 (160A.) ซึ่งไม่เกิน 175% ตามมาตรฐาน NEC 430-152 ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าการจัดความสัมพันธ์ระหว่าง Motor3 กับ Fuse1 ผ่านตามมาตรฐาน

#### - การจัดความสัมพันธ์ระหว่าง Fuse1 (FU1) กับ Cable1 (CA1)

กราฟคุณลักษณะของ Fuse1 (FU1) อยู่ต่ำกว่ากราฟ Cable Damage Curve ของ Cable1 (CA1) และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน อีกทั้งค่าพิกัดกระแสของ Fuse1 ยังมีค่าน้อยกว่าค่าพิกัดกระแสต่อเนื่องของ Cable1 (240A) ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าการจัดความสัมพันธ์ระหว่าง Cable1 และ Fuse1 ผ่านตามมาตรฐาน



ภาพที่ 6.7 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse1 ถึง Motor3

### - การจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse3 ถึง Motor1

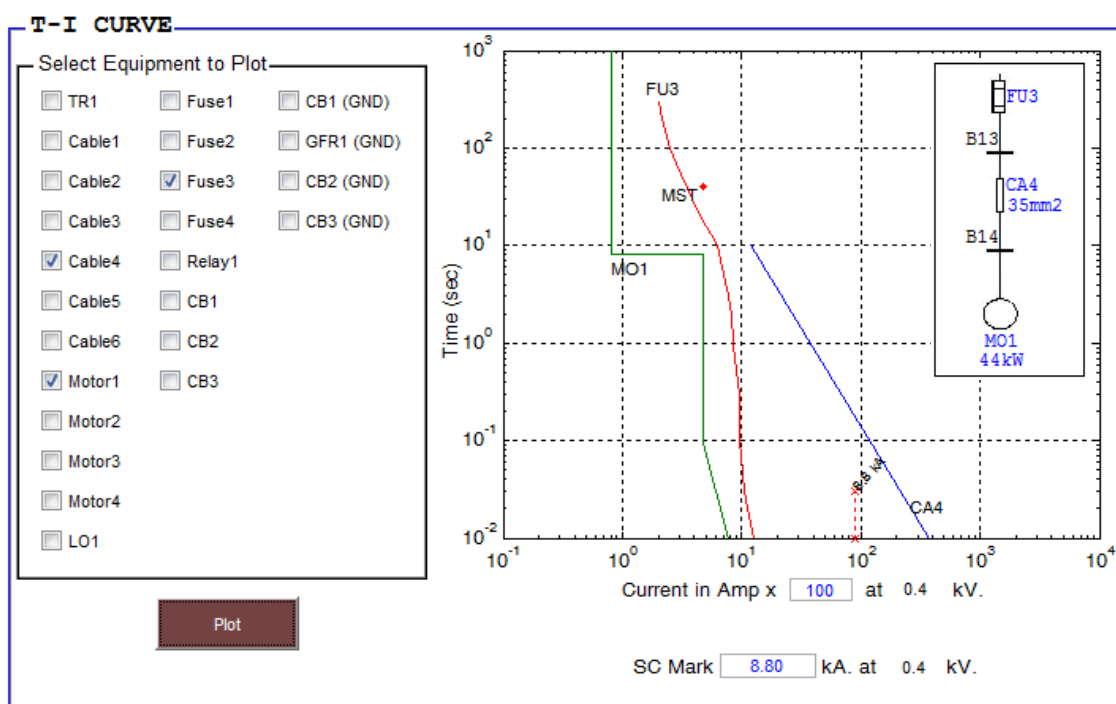
จากกราฟการจัดความสัมพันธ์ตามภาพที่ 6.8 สามารถพิจารณาการจัดความสัมพันธ์ได้ดังนี้

#### - การจัดความสัมพันธ์ระหว่าง Fuse3 (FU3) กับ Motor1 (MO1)

กราฟคุณลักษณะของ Fuse3 (FU3) อยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟ Motor Profile ของ Motor1 (MO1) และยังอยู่ต่ำกว่าจุด Maximum Stall Time (MST) ของ Motor1 อีก ทั้ง Fuse3 ที่มีค่าพิกัดกระแส 100A. คิดเป็น 125% ของพิกัดกระแสของ Motor3 (80A.) ซึ่งไม่เกิน 175% ตามมาตรฐาน NEC 430-152 ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าการจัดความสัมพันธ์ระหว่าง Motor1 และ Fuse3 ผ่านตามมาตรฐาน

#### - การจัดความสัมพันธ์ระหว่าง Fuse1 (FU3) กับ Cable4 (CA4)

กราฟคุณลักษณะของ Fuse3 (FU3) อยู่ต่ำกว่ากราฟ Cable Damage Curve ของ Cable4 (CA4) และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน อีกทั้งค่าพิกัดกระแสของ Fuse3 ยังมีค่าน้อยกว่าค่าพิกัดกระแสของ Cable4 (120A) ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าการจัดความสัมพันธ์ระหว่าง Cable4 และ Fuse3 ผ่านตามมาตรฐาน

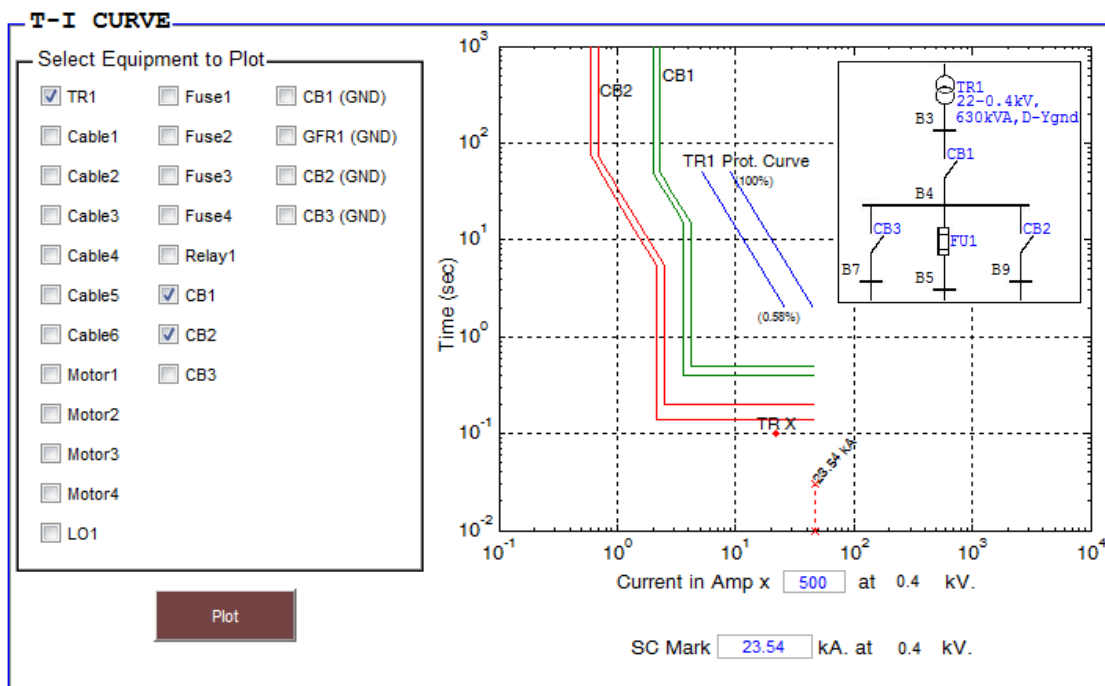


ภาพที่ 6.8 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse3 ถึง Motor1

- การจัดการความสัมพันธ์แบบเฟสของ TR1 ถึง CB3, Fuse1, CB2

จากกราฟการจัดการความสัมพันธ์ตามภาพที่ 6.9 สามารถพิจารณาการจัดการความสัมพันธ์ได้ดังนี้ (CB2 มีพิกัดกระแสเท่ากับ CB3 และมีพิกัดกระแสมากกว่า Fuse1 ดังนั้นจึงเลือกวาดกราฟเฉพาะ CB2)

- CB1 มีพิกัดกระแสที่โปรแกรม COPD คำนวณมาได้โดยอัตโนมัติคือ 1000A คิดเป็น 110% ของพิกัดกระแสด้านแรงต่ำของหม้อแปลง (909A.) ซึ่งไม่เกิน 125% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ (ตามตารางที่ 4.2) และกราฟคุณลักษณะของCB1 ยังอยู่เหนือกราฟคุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) คือ CB2 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่า การจัดการความสัมพันธ์ระหว่าง CB1 กับ TR1 และระหว่าง CB1 กับ CB2 ผ่านตามมาตรฐาน



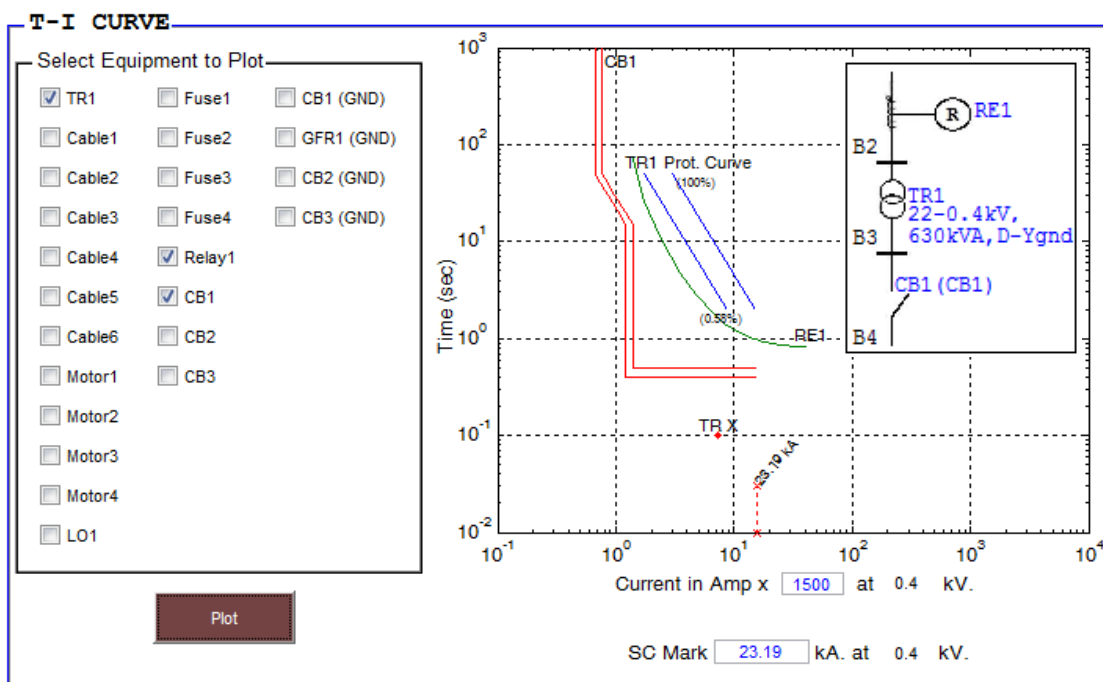
ภาพที่ 6.9 กราฟการจัดการความสัมพันธ์แบบเฟสของ TR1 ถึง CB3, Fuse1, CB2



### - การจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay1 ถึง CB1

จากกราฟการจัดความสัมพันธ์ตามภาพที่ 6.10 สามารถพิจารณาการจัดความสัมพันธ์ได้ดังนี้

- Relay1 (RE1) มีค่า Pick-Up ที่โปรแกรม COPD คำนวณมาให้โดยอัตโนมัติคือ (CT Ratio) x Tap Setting = (160) x 0.2 = 32A. คิดเป็น 194% ของพิกัดกระแสด้านแรงสูงของหม้อแปลง (16.5 A) ซึ่งไม่เกิน 600% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ (ตามตารางที่ 4.2) และกราฟคุณลักษณะของ Relay1 ยังอยู่ต่ำกว่ากราฟ Transformer Protection Curve ซึ่งเป็นกราฟที่บอกถึงความทนได้ของหม้อแปลงต่อกระแสลัดวงจร และสูงกว่าจุด Inrush Point ของ TR1 อีกทั้งกราฟของ Relay1 ยังอยู่สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) CB1 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกันกัน ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่า การจัดความสัมพันธ์ระหว่าง Relay1 กับ TR1 และระหว่าง Relay1 กับ CB1 ผ่านตามมาตรฐาน



ภาพที่ 6.10 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay1 ถึง CB1

### - การจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันลงดิน

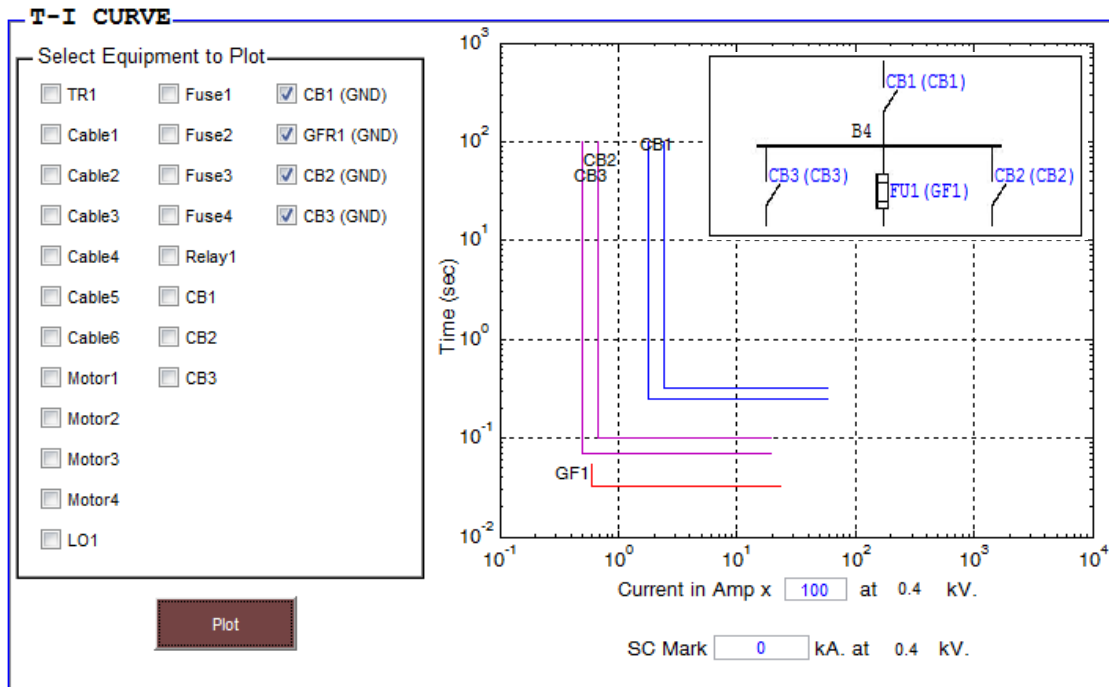
จากกราฟการจัดความสัมพันธ์ตามภาพที่ 6.11 สามารถพิจารณาการจัดความสัมพันธ์ได้ดังนี้

- CB1 ซึ่งเป็นอุปกรณ์ป้องกันการลัดวงจรลงดินประธาน ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 0.2 ( $1000 \times 0.2 = 200A$ ) และมีค่าหน่วงเวลาที่ 0.32 วินาที ซึ่งค่ากระแสที่ปรับตั้งนั้นยังไม่เกินค่ากระแสปรับตั้งสูงสุดตามที่มาตรฐาน NEC กำหนดไว้ที่ 1200A. และค่าหน่วงเวลาที่ 1 วินาที

- CB2 และ CB3 ซึ่งเป็นอุปกรณ์ป้องกันการลัดวงจรลงดินของสายป้อน ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 0.2 ( $300 \times 0.2 = 60A$ ) และหน่วงเวลาที่ 0.1 วินาที

- GFR1 ซึ่งเป็นอุปกรณ์ป้องกันการลัดวงจรลงดินของสายป้อน ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 60A และหน่วงเวลาที่ 0.033 วินาที

- จากกราฟการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันลงดิน และจากการพิจารณาข้อมูลค่าปรับตั้งตามที่ระบุไว้ข้างต้นจะเห็นได้ว่ากราฟของ CB1 อยู่เหนือกราฟของ CB2, CB3, GFR1 (GF1) และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าการจัดความสัมพันธ์ระหว่าง CB1 กับ CB2, CB3, GFR1 (GF1) ผ่านตามมาตรฐาน



ภาพที่ 6.11 กราฟการจัดความสัมพันธ์ลงดิน

● **พลังงานจากการอาร์ค (Arcing Energy)**

จากค่าพลังงานการอาร์คตามตารางที่ 6.5 จะเห็นได้ว่า

- เมื่อเกิดการลัดวงจรลงดินที่วงจรของ Motor3 ซึ่งมีอุปกรณ์ป้องกันลงดิน GFR1 (Ground Fault Relay) เป็นอุปกรณ์ป้องกันหลัก ซึ่งจะตัดกระแสลัดวงจรลงดิน (23.65 kA.) ในเวลา 0.033 วินาทีและจะทำให้เกิดพลังงานการอาร์คประมาณ 78 kW-Sec ซึ่งอยู่ในช่วงระยะกำจัดความเสียหาย ตามการแบ่งขอบเขตความเสียหายจากการอาร์คตามตารางที่ 4.3 แต่ถ้าหากไม่มี GFR1 และถ้า Fuse1 ซึ่งเป็นอุปกรณ์ป้องกันหลักแบบเฟสไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรลงดินนี้ได้ อุปกรณ์ป้องกันสำรองคือ CB1(G) จะตัดกระแสลัดวงจรลงดินในเวลา 0.32 วินาทีซึ่งจะทำให้เกิดพลังงานการอาร์คประมาณ 758 kW-Sec ซึ่งเป็นค่าพลังงานการอาร์คที่จะทำให้เกิดความเสียหายรุนแรงมาก ดังนั้นอุปกรณ์ป้องกันการลัดวงจรลงดิน GFR1 จึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งเพื่อที่จะช่วยจำกัดค่าพลังงานการอาร์คเมื่อเกิดการลัดวงจรที่วงจรของ Motor3

- เมื่อเกิดการลัดวงจรลงดินที่บัส 4 อุปกรณ์ป้องกันหลัก CB1(G) จะตัดกระแสลัดวงจรลงดิน (23.19 kA.) ในเวลา 0.32 วินาทีซึ่งจะทำให้เกิดพลังงานการอาร์คประมาณ 743 kW-Sec ซึ่งเป็นค่าพลังงานการอาร์คที่จะทำให้เกิดความเสียหายรุนแรงมาก และในการปรับลดเวลาการทำงานของ CB1(G) เพื่อให้ได้ค่าพลังงานการอาร์คที่น้อยลงก็ทำได้ยากเนื่องจาก กราฟของ CB1(G) จะเข้าใกล้กราฟของอุปกรณ์ป้องกันตัวล่าง (Downstream) มากจนเกินไป ดังนั้นในกรณีนี้จึงจำเป็นต้องใช้อุปกรณ์จำกัดกระแสไฟรั่วลงดิน Ground Fault Limiter (GFL) เข้ามาช่วย

- เมื่อเกิดการลัดวงจรลงดินที่วงจรรย่อยของ Fuse2, Fuse3 หรือ Fuse4 ค่าพลังงานการอาร์คจะมีค่าประมาณ 5.3 kW-Sec ซึ่งอยู่ในช่วงความเสียหายต่ำสุด ตามการแบ่งขอบเขตความเสียหายจากการอาร์คตามตารางที่ 4.3 แต่เนื่องจาก Fuse2, Fuse3, Fuse4 เป็นอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสซึ่งอาจจะทำให้ไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรลงดินได้ทัน ดังนั้นเมื่อกระแสลัดวงจรลงดินไหลผ่าน Fuse2, Fuse3, Fuse4 ไป อุปกรณ์ป้องกันตัวถัดมาคือ CB2(G) จะตัดกระแสลัดวงจรลงดินใน 0.1 วินาที และจะทำให้เกิดพลังงานการอาร์คประมาณ 52 kW-Sec ซึ่งถือว่ามีค่าพลังงานการอาร์คมากขึ้น แต่ยังคงอยู่ในช่วงความเสียหายต่ำ

Arcing Energy Table

Primary Protection	Arc Vdrop (V)	Igf (kA)	Clearing time (sec)	Arcing Energy (kW-Sec)	Back-up Protection	Arc Vdrop (V)	Igf (kA)	Clearing time (sec)	Arcing Energy (kW-Sec)
Relay1	100	7.86	0.81	*638.31	-	-	-	-	-
CB1(G), CB1	100	23.19	0.32, 0.50	*743, *1159	Relay1	100	0.24	1.35	33.14
GF1(G), Fuse1	100	23.65	0.03, 0.01	78, 23	CB1(G), CB1	100	23.65	0.32, 0.50	*758, *1181
CB3(G), CB3	100	23.49	0.10, 0.10	*234, *234	CB1(G), CB1	100	23.49	0.32, 0.50	*753, *1174
CB2(G), CB2	100	23.54	0.10, 0.20	*235, *470	CB1(G), CB1	100	23.54	0.32, 0.50	*754, *1177
Fuse2	100	5.38	0.01	5.38	CB2(G), CB2	100	5.38	0.10, 0.20	53, 107
Fuse3	100	5.25	0.01	5.25	CB2(G), CB2	100	5.25	0.10, 0.20	52, 105
Fuse4	100	5.25	0.01	5.25	CB2(G), CB2	100	5.25	0.10, 0.20	52, 105

ตารางที่ 6.5 ค่าพลังงานจากการอาร์ก

### ● ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน

หลังจากที่ได้ตรวจสอบค่าต่างๆ ที่โปรแกรม COPD คำนวณออกมาได้โดยอัตโนมัติในหัวข้อที่ผ่านมาแล้ว ต่อไปนี้จะเป็นการแสดงค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันที่โปรแกรม COPD คำนวณออกมาได้โดยอัตโนมัติซึ่งจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

### อุปกรณ์ป้องกันแบบเฟส

#### Relay1:

Standard: IEEE      Curve: Very Inverse      Function: 50/51

CT Ratio: 160      Tap Setting: 0.2 (32A)      TDS: 1.6      Inst. Function: Off

#### CB1:

Manufacturer: SQD      Model: PE-LS      Tripping: Solid State

AT: 1000 A.      LTPU: 1      LTD: 2      STPU: 2      STD: 0.5

STD Band: Out      Inst. Function: Off

#### CB2:

Manufacturer: SQD      Model: ME-LS      Tripping: Solid State

AT: 300 A.      LTPU: 1      LTD: 3      STPU: 4      STD: 0.2

STD Band: Out      Inst. Function: Off

#### CB3:

Manufacturer: SQD      Model: ME-LS      Tripping: Solid State

AT: 300 A.      LTPU: 1      LTD: 7      STPU: 5      STD: 0.1

STD Band: Out      Inst. Function: Off

**Fuse1:**

Manufacturer: Bussmann    Type: Jfuse  
 Size: 200 A.

**Fuse2:**

Manufacturer: Bussmann    Type: Jfuse  
 Size: 60 A.

**Fuse3:**

Manufacturer: Bussmann    Type: Jfuse  
 Size: 100 A.

**Fuse4:**

Manufacturer: Bussmann    Type: Jfuse  
 Size: 100 A.

**อุปกรณ์ป้องกันลงดิน****CB1 (GND):**

Manufacturer: SQD    Model: PE-LS  
 GF Pick-Up: 0.2    GFDelay: 0.32

**CB2 (GND):**

Manufacturer: SQD    Model: ME-LS  
 GF Pick-Up: 0.2    GFDelay: 0.1

**CB3 (GND):**

Manufacturer: SQD    Model: ME-LS  
 GF Pick-Up: 0.2    GFDelay: 0.1

**GFR1:**

Manufacturer: ABB    Model: GRC  
 GF Pick-Up: 60    GFDelay: 0.033

### 6.1.3 การตรวจสอบความถูกต้องเปรียบเทียบกับโปรแกรม EasyPower

เมื่อได้ผลการจัดความสัมพันธ์ และข้อมูลต่างๆ ที่โปรแกรม COPD คำนวณมาได้โดยอัตโนมัติแล้ว ต่อไปจะตรวจสอบความถูกต้องของการจัดความสัมพันธ์และข้อมูลที่เกี่ยวข้อง โดยการใช้โปรแกรมที่เป็นมาตรฐานคือโปรแกรม EasyPower (Demo) ซึ่งเป็นโปรแกรมที่น่าเชื่อถือ และมีการใช้กันอย่างกว้างขวางมาเป็นโปรแกรมอ้างอิง โดยจะมีขั้นตอนในการตรวจสอบดังต่อไปนี้

#### 6.1.3.1 ค่ากระแสลัดวงจร

หลังจากป้อนข้อมูลอุปกรณ์ของระบบทดสอบตามตารางที่ 6.1 และ 6.2 ลงในโปรแกรม EasyPower แล้วและนำค่ากระแสลัดวงจรที่ได้จากโปรแกรม EasyPower มาเปรียบเทียบกับค่ากระแสลัดวงจรที่ได้จากโปรแกรม COPD ซึ่งจะมีผลการเปรียบเทียบดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 6.6 เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรของโปรแกรม COPD กับโปรแกรม EasyPower

Primary Protection	kV	กระแสลัดวงจรจาก COPD		กระแสลัดวงจรจาก EasyPower		%Error	
		min(kA)	max(kA)	min(kA)	max(kA)	at	at
		(Type,Fbus)	(Type,Fbus)	(Type,Fbus)	(Type,Fbus)	If,min	If,max
Relay1	22	6.81 (L-L,2)	7.86 (3P,2)	6.81 (L-L,2)	7.87 (3P,2)	0.00	0.13
CB1	0.4	18.70 (L-L,4)	23.19 (SGL,4)	18.73 (L-L,4)	23.16 (SGL,4)	0.16	0.13
Fuse1	0.4	4.00 (SGL,6)	23.65 (SGL,5)	3.97 (SGL,6)	23.95 (SGL,5)	0.76	1.25
CB3	0.4	5.21 (SGL,8)	23.49 (SGL,7)	5.20 (SGL,8)	23.88 (SGL,7)	0.19	1.63
CB2	0.4	5.22 (SGL,10)	23.54 (SGL,9)	5.21 (SGL,10)	23.97 (SGL,9)	0.19	1.79
Fuse2	0.4	1.38 (SGL,12)	8.94 (3P,11)	1.39 (SGL,12)	8.97 (3P,11)	0.72	0.33

ตารางที่ 6.6 (ต่อ) เปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรของโปรแกรม COPD กับโปรแกรม EasyPower

Primary Protection	kV	กระแสลัดวงจรจาก COPD		กระแสลัดวงจรจาก EasyPower		%Error	
		min(kA)	max(kA)	min(kA)	max(kA)	at	at
		(Type,Fbus)	(Type,Fbus)	(Type,Fbus)	(Type,Fbus)	If,min	If,max
Fuse3	0.4	1.36 (SGL,14)	8.80 (3P,13)	1.36 (SGL,14)	8.82 (3P,13)	0.00	0.23
Fuse4	0.4	1.36 (SGL,16)	8.80 (3P,15)	1.36 (SGL,16)	8.82 (3P,15)	0.00	0.23

จากตารางเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจร จะเห็นได้ว่าค่ากระแสลัดวงจรที่ได้จากโปรแกรม COPD มีค่าความแตกต่างกับค่ากระแสลัดวงจรที่ได้จากโปรแกรมมาตรฐาน EasyPower อยู่ประมาณไม่เกิน 2% ซึ่งถือว่ามีค่าความถูกต้องสูง ดังนั้นค่ากระแสลัดวงจรที่ได้จากโปรแกรม COPD จึงสามารถนำไปใช้งานได้จริง

#### 6.1.3.2 ช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์ (Coordination Time Interval)

หลังจากเปรียบเทียบความถูกต้องของค่ากระแสลัดวงจรแล้ว ในหัวข้อนี้จะเปรียบเทียบความถูกต้องของค่าช่วงเวลาการจับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

การที่จะหาค่าช่วงเวลาการจับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันได้นั้น จำเป็นที่จะต้องรู้ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน ดังนั้นขั้นแรกจะต้องนำค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันที่ได้จากการจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติโดยโปรแกรม COPD มาป้อนให้กับโปรแกรม EasyPower เนื่องจากโปรแกรม EasyPower ไม่สามารถจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติได้ และหลังจากที่ป้อนค่าปรับตั้งให้กับอุปกรณ์ป้องกันในโปรแกรม EasyPower แล้วจะเปรียบเทียบค่าของช่วงเวลาการจับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันของทั้งสองโปรแกรมซึ่งจะมีรายละเอียดดังนี้

จากตารางที่ 6.7 ซึ่งแสดงการเปรียบเทียบค่าช่วงเวลาการจับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันที่ได้จากโปรแกรม COPD กับ โปรแกรมมาตรฐาน EasyPower จะเห็นได้ว่าค่าที่ได้จากโปรแกรม COPD มีความคลาดเคลื่อนจากโปรแกรมมาตรฐาน EasyPower น้อยมาก ดังนั้นค่าช่วงเวลาการจับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันที่ได้จากโปรแกรม COPD จึงสามารถนำไปใช้งานได้จริง

ตารางที่ 6.7 เปรียบเทียบค่าของช่วงเวลาการตัดความล้มพันธ์

Primary Protection	Back-Up Protection	COPD		EasyPower		%Error	
		CTI (sec) at If,min	CTI (sec) at If,max	CTI (sec) at If,min	CTI (sec) at If,max	at If,min	at If,max
CB1	Relay1	0.50	0.85	0.51	0.86	1.96%	1.16%
Fuse1	CB1	0.39	0.39	0.39	0.39	0%	0%
CB3	CB1	0.30	0.30	0.30	0.30	0%	0%
CB2	CB1	0.20	0.20	0.20	0.20	0%	0%
Fuse2	CB2	0.13	0.13	0.13	0.13	0%	0%
Fuse3	CB2	0.13	0.13	0.13	0.13	0%	0%
Fuse4	CB2	0.13	0.13	0.13	0.13	0%	0%
GFR1 (G)	CB1 (G)	0.21	0.21	0.21	0.21	0%	0%
CB3 (G)	CB1 (G)	0.15	0.15	0.15	0.15	0%	0%
CB2 (G)	CB1 (G)	0.15	0.15	0.15	0.15	0%	0%

### 6.1.3.3 กราฟแสดงการตัดความล้มพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

ในหัวข้อนี้จะเปรียบเทียบกราฟคุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกัน ผ่านตัวอย่างการตัดความล้มพันธ์ ที่ได้จากทั้งโปรแกรม COPD และโปรแกรมอ้างอิง EasyPower โดยจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

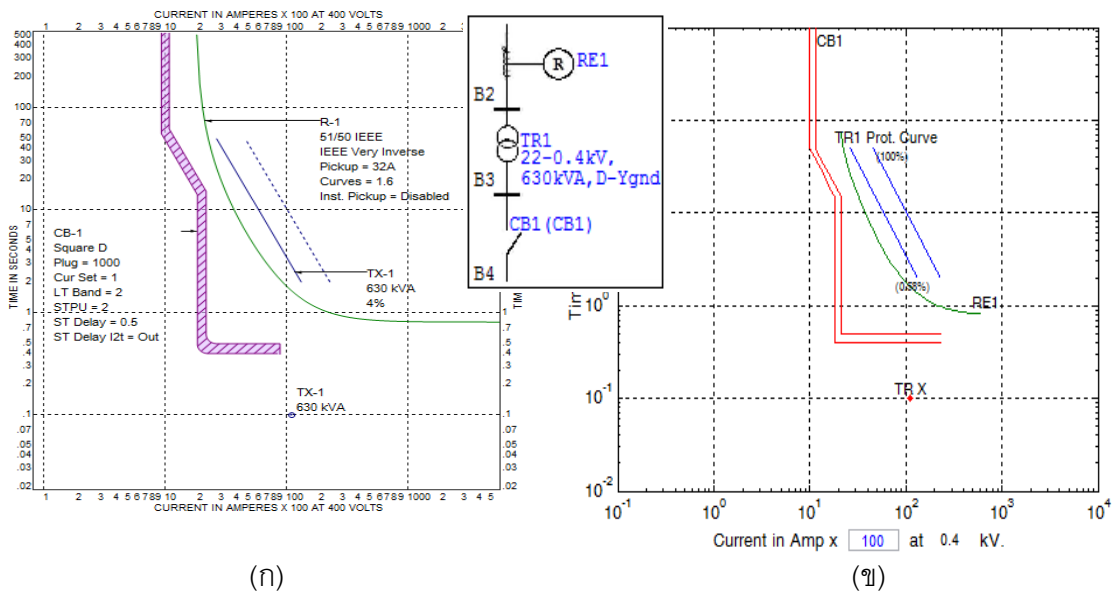


- การเปรียบเทียบกราฟการจัดความสัมพัทธ์แบบเฟสของ CB1 ถึง Relay1

ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันในภาพที่ 6.13 มีดังนี้

- Relay1: Standard: IEEE(51), Curve: Very Inverse, Tap Setting: 0.2 (32A), TDS: 1.6
- CB1: AT: 1000 A., LTPU: 1, LTD: 2, STPU: 2, STD: 0.5

จากภาพที่ 6.13 ซึ่งเป็นกราฟการจัดความสัมพัทธ์แบบเฟสของ Relay1, TR1 และ CB1 โดยกราฟภาพที่ 6.13 (ข) เป็นกราฟการจัดความสัมพัทธ์ที่ได้จากโปรแกรม COPD เปรียบเทียบกับภาพที่ 6.13 (ก) ซึ่งเป็นกราฟการจัดความสัมพัทธ์ที่ได้จากโปรแกรมมาตรฐาน EasyPower จะเห็นได้ว่ากราฟการจัดความสัมพัทธ์ทั้งสองมีความใกล้เคียงกันเป็นอย่างมากทั้งขนาดและรูปร่าง และยังให้ค่าช่วงเวลาของการจัดความสัมพัทธ์ที่ใกล้เคียงกันตามที่ได้แสดงไว้ในตารางที่ 6.7 ดังนั้นกราฟการจัดความสัมพัทธ์ของอุปกรณ์ป้องกันที่ได้จากโปรแกรม COPD จึงสามารถนำไปใช้งานได้จริง



ภาพที่ 6.13 เปรียบเทียบกราฟการจัดความสัมพัทธ์แบบเฟสของ CB1 ถึง Relay1

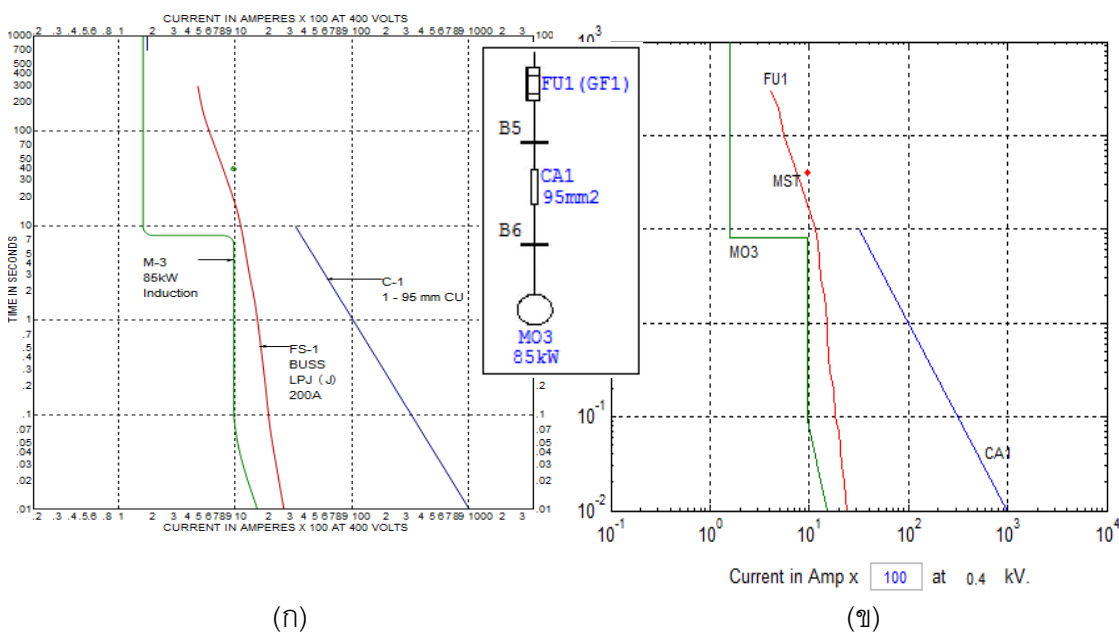
- (ก) กราฟการจัดความสัมพัทธ์ที่ได้จาก EasyPower
- (ข) กราฟการจัดความสัมพัทธ์ที่ได้จาก COPD

- การเปรียบเทียบกราฟการจำกัดความล้มพันธ์แบบเฟสของ Fuse1 ถึง Motor3

ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันในภาพที่ 6.14 มีดังนี้

- Fuse1: Size: 200 A.

จากภาพที่ 6.14 ซึ่งเป็นกราฟการจำกัดความล้มพันธ์แบบเฟสของ Fuse1, Cable1 และ Motor3 โดยกราฟภาพที่ 6.14 (ข) เป็นกราฟการจำกัดความล้มพันธ์ที่ได้จากโปรแกรม COPD เปรียบเทียบกับภาพที่ 6.14 (ก) ซึ่งเป็นกราฟการจำกัดความล้มพันธ์ที่ได้จากโปรแกรมมาตรฐาน EasyPower จะเห็นได้ว่ากราฟการจำกัดความล้มพันธ์ทั้งสองมีความใกล้เคียงกันเป็นอย่างมากทั้งขนาดและรูปร่าง และยังให้ค่าช่วงเวลาของการจำกัดความล้มพันธ์ที่ใกล้เคียงกันตามที่ได้แสดงไว้ในตารางที่ 6.7 ดังนั้นกราฟการจำกัดความล้มพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันที่ได้จากโปรแกรม COPD จึงสามารถนำไปใช้งานได้จริง



ภาพที่ 6.14 เปรียบเทียบกราฟการจำกัดความล้มพันธ์แบบเฟสของ Fuse1 ถึง Motor3

(ก) กราฟการจำกัดความล้มพันธ์ที่ได้จาก EasyPower

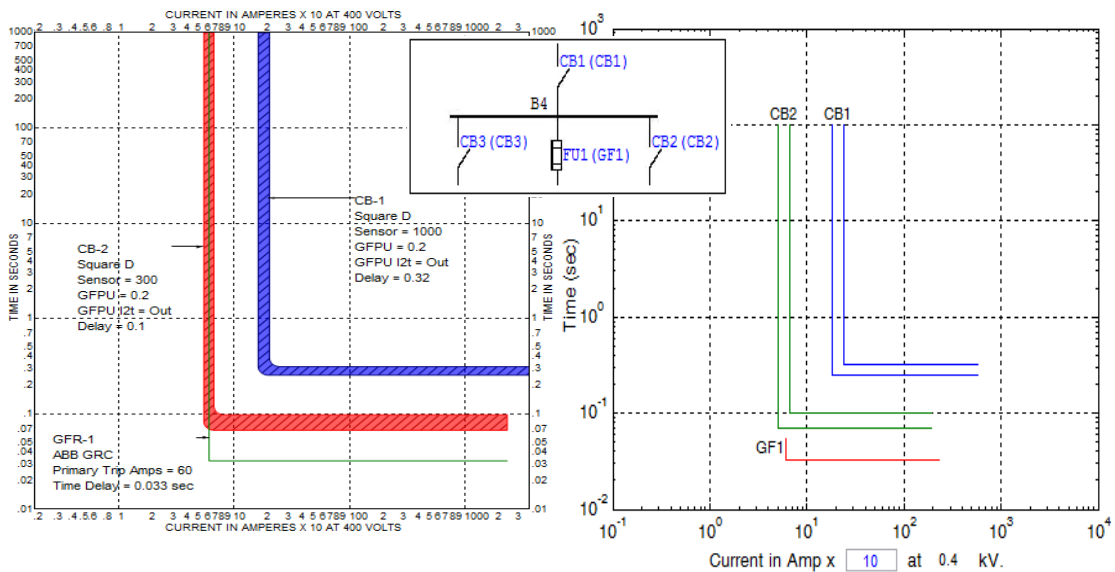
(ข) กราฟการจำกัดความล้มพันธ์ที่ได้จาก COPD

- การเปรียบเทียบกราฟการจัดความสัมพันธ์ลงดินของ CB1, CB2, CB3 และ GFR1

ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันในภาพที่ 6.15 มีดังนี้

- CB1: GF Pick-Up: 0.2 (200A), GFDelay: 0.32
- CB2, CB3: GF Pick-Up: 0.2 (60A), GFDelay: 0.1
- GFR1: Pick-Up: 60A, Delay: 0.033

จากภาพที่ 6.15 ซึ่งเป็นกราฟการจัดความสัมพันธ์แบบลงดินของ CB1, CB2, CB3 และ GFR1 โดยกราฟภาพที่ 6.15 (ข) เป็นกราฟการจัดความสัมพันธ์ที่ได้จากโปรแกรม COPD เปรียบเทียบกับภาพที่ 6.15 (ก) ซึ่งเป็นกราฟการจัดความสัมพันธ์ที่ได้จากโปรแกรมมาตรฐาน EasyPower จะเห็นได้ว่ากราฟการจัดความสัมพันธ์ทั้งสองมีความใกล้เคียงกันเป็นอย่างมากทั้งขนาดและรูปร่าง และยังให้ค่าช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์ที่ใกล้เคียงกันตามที่ได้แสดงไว้ในตารางที่ 6.7 ดังนั้นกราฟการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันที่ได้จากโปรแกรม COPD จึงสามารถนำไปใช้งานได้จริง



(ก)

(ข)

ภาพที่ 6.15 เปรียบเทียบกราฟการจัดความสัมพันธ์ลงดินของ CB1, CB2, CB3 และ GFR1

(ก) กราฟการจัดความสัมพันธ์ที่ได้จาก EasyPower

(ข) กราฟการจัดความสัมพันธ์ที่ได้จาก COPD

#### 6.1.3.4 สรุปผลการตรวจสอบความถูกต้องของโปรแกรม COPD

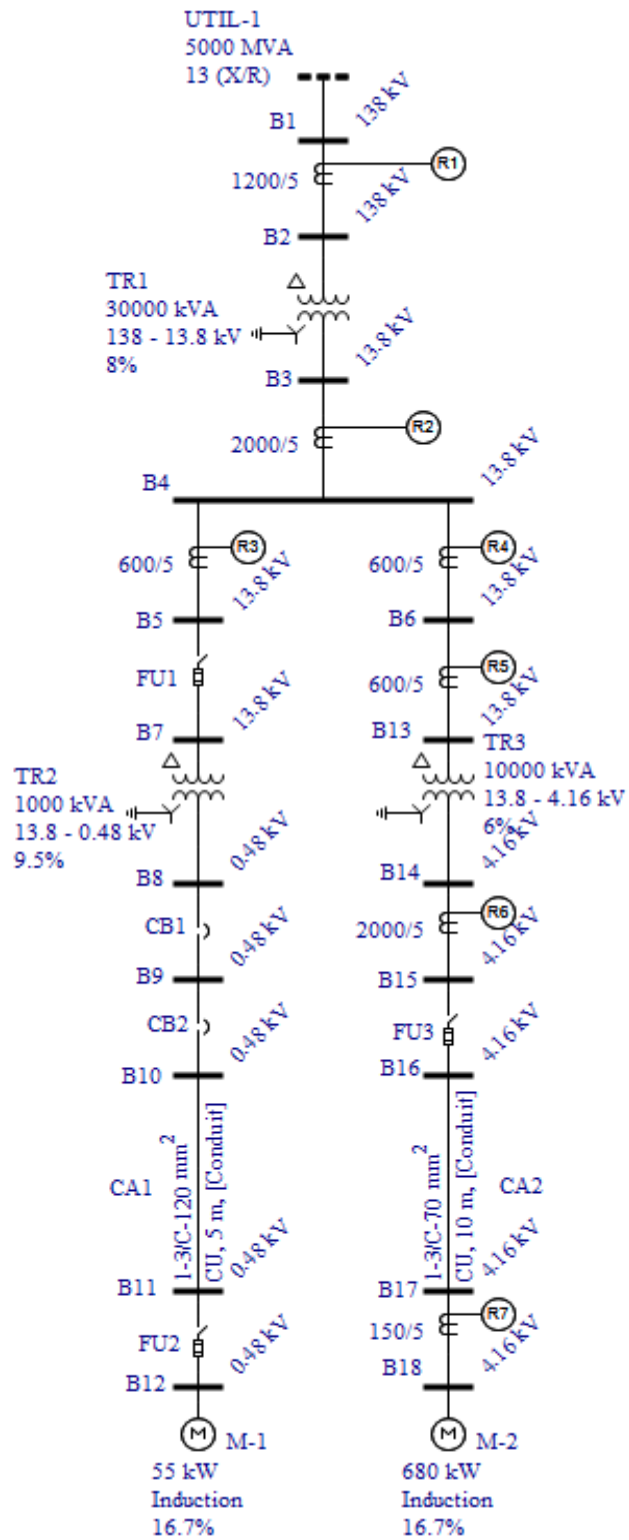
จากการตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลสำหรับการจัดความสัมพันธ์ที่ได้จากโปรแกรม COPD ทั้งค่ากระแสลัดวงจร, ช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์ (Coordination Time Interval) และกราฟการจัดความสัมพันธ์ โดยเปรียบเทียบกับโปรแกรมมาตรฐาน EasyPower จะเห็นได้ว่าค่าต่างๆ ที่โปรแกรม COPD หามาได้โดยอัตโนมัตินั้นจะมีค่าใกล้เคียง กับค่าที่ได้จากโปรแกรม EasyPower แต่โปรแกรม COPD สามารถช่วยให้การจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันมีความรวดเร็วมากขึ้น เนื่องจากโปรแกรม COPD สามารถจัดความสัมพันธ์และหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ได้โดยอัตโนมัติ และค่าที่ได้จะไม่ทำให้เกิดการจัดความสัมพันธ์ผิดพลาด ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าโปรแกรม COPD สามารถช่วยให้งานด้านการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันเป็นไปได้ถูกต้อง และรวดเร็วมากยิ่งขึ้น

### 6.2 ตัวอย่างการจัดความสัมพันธ์โดยใช้โปรแกรม COPD

ในหัวข้อนี้จะแสดงตัวอย่างของการทดสอบโปรแกรม COPD สำหรับการจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติเพื่อหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน โดยจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

#### 6.2.1 ตัวอย่างที่ 1

ในตัวอย่างนี้จะใช้โปรแกรม COPD เพื่อจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติเพื่อหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบ ซึ่งไดอะแกรมเส้นเดียว (Single Line Diagram) ที่นำมาเป็นระบบทดสอบจะเป็นไดอะแกรมเส้นเดียวที่อยู่ในตัวอย่างการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินของ IEEE 242-2001 “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems” โดยจะมีรายละเอียดดังนี้



ภาพที่ 6.16 ไดอะแกรมเส้นเดี่ยวของระบบทดสอบตัวอย่างที่ 1

### 6.2.1.1 ข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบทดสอบ

ข้อมูลของอุปกรณ์ทุกตัวในระบบจะยึดตามข้อมูลที่ปรากฏใน IEEE แต่สำหรับบางข้อมูลของอุปกรณ์ที่ทาง IEEE ไม่ได้ระบุไว้ จะสมมุติค่าข้อมูลนั้นขึ้นมา เพื่อให้มีข้อมูลที่เพียงพอสำหรับการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

โดยข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบตามไดอะแกรมเส้นเดียวในภาพที่ 6.16 จะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางที่ 6.8 ข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.16

อุปกรณ์	ข้อมูล
แหล่งจ่าย (Utility)	138kV, 50000MVA <sub>SC,3P</sub> , X/R=13
หม้อแปลง 1 (TR1)	30000kVA, 138/13.8kV, %Z=8, %Z0=6.8, X/R=11.6575, Inrush=12 เท่าที่ 0.1 sec, ขดลวดต่อแบบ Delta-Ygnd
หม้อแปลง 2 (TR2)	1000kVA, 13.8/0.48kV, %Z=9.5, %Z0=8, X/R=5.6772, Inrush=8 เท่าที่ 0.1 sec, ขดลวดต่อแบบ Delta-Ygnd
หม้อแปลง 3 (TR3)	10000kVA, 13.8/4.16kV, %Z=6, %Z0=5.1, X/R=9.8244, Inrush=12 เท่าที่ 0.1 sec, ขดลวดต่อแบบ Delta-Ygnd
สายไฟฟ้า 1 (CA1)	0.48kV, ขนาดสาย 1x3C-120mm <sup>2</sup> , ความยาว 5 เมตร R1=0.1710 Ω/km, X1=0.0970 Ω/km R0=0.6841 Ω/km, X0=0.3880 Ω/km
สายไฟฟ้า 2 (CA2)	4.16kV, ขนาดสาย 1x3C-70mm <sup>2</sup> , ความยาว 10 เมตร R1=0.2996 Ω/km, X1=0.1436 Ω/km R0=1.1984 Ω/km, X0=0.5742 Ω/km
มอเตอร์ 1 (MO1)	0.48kV, 55kW, PF=0.8, ประสิทธิภาพ=0.86, %X <sub>d</sub> ' = 16.7%, X/R=7.1 Acceleration time= 4 sec, Safe Stall Time= 22 sec
มอเตอร์ 2 (MO2)	4.16kV, 680kW, PF=0.89, ประสิทธิภาพ=0.96, %X <sub>d</sub> ' = 16.7%, X/R=24 Acceleration time= 4 sec, Safe Stall Time= 17 sec

ตารางที่ 6.9 ข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.16

อุปกรณ์	ข้อมูล
รีเลย์1 (RE1)	138kV, Standard: IEEE (50/51), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 1200/5
รีเลย์2 (RE2)	13.8kV, Standard: IEEE (51), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 2000/5
รีเลย์3 (RE3)	13.8kV, Standard: IEEE (51), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 600/5
รีเลย์4 (RE4)	13.8kV, Standard: IEEE (50/51), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 600/5
รีเลย์5 (RE5)	13.8kV, Standard: IEEE (51), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 600/5
รีเลย์6 (RE6)	4.16kV, Standard: IEEE (50/51), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 2000/5
รีเลย์7 (RE7)	4.16kV, Motor Protectin Relay (MPR), CT Ratio: 150/5
เซอร์กิตเบรกเกอร์1 (CB1)	0.48kV, ผู้ผลิต Squire D, ชนิดการทริป Solid State, Inst. Function: Off รุ่น PE-LS
เซอร์กิตเบรกเกอร์2 (CB2)	0.48kV, ผู้ผลิต Squire D, ชนิดการทริป Solid State, Inst. Function: Off รุ่น ME-LS
ฟิวส์1 (FU1)	13.8kV, ผู้ผลิต Bussmann, รุ่น MV155F1DB-DC

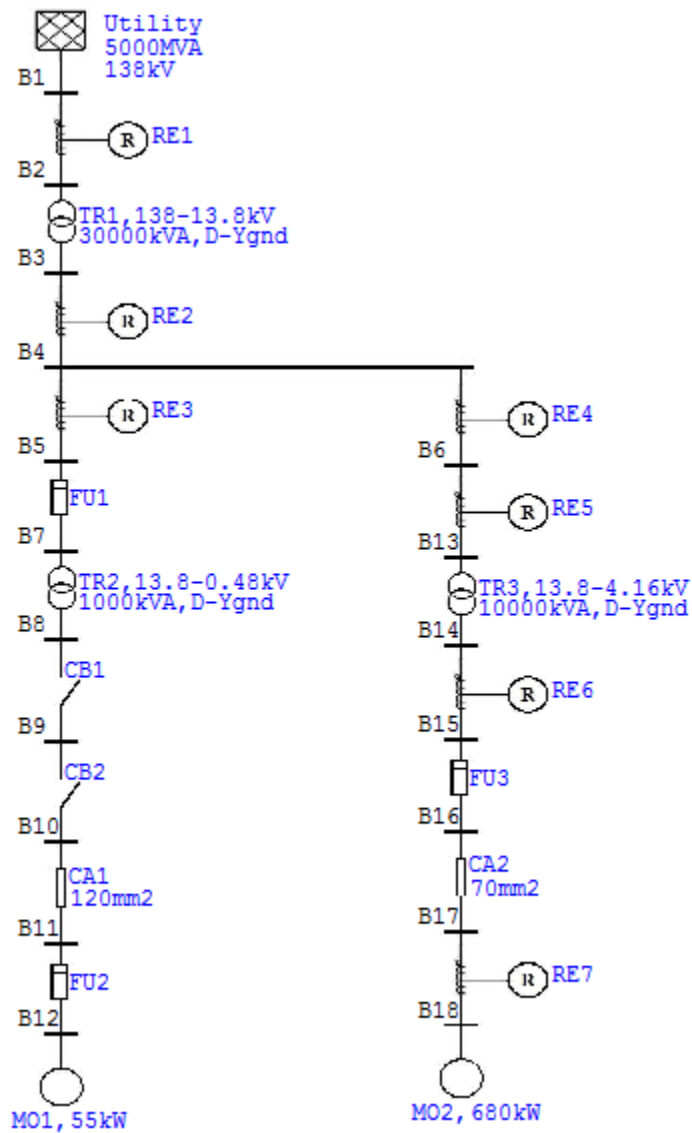
ตารางที่ 6.9 (ต่อ) ข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.16

อุปกรณ์	ข้อมูล
ฟิวส์2 (FU2)	0.48kV, ผู้ผลิต Bussmann, รุ่น LPJ (J)
ฟิวส์3 (FU3)	4.16kV, ผู้ผลิต Bussmann, รุ่น JCL (R-Rate fuse)

จากตารางข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันตามตารางที่ 6.9 จะพบว่าอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบจะไม่มีข้อมูลค่าปรับตั้งระบุไว้ ดังนั้นจะใช้โปรแกรม COPD ที่พัฒนาขึ้นจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติเพื่อหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบ โดยค่าปรับตั้งที่โปรแกรม COPD คำนวณมาได้นั้นจะต้องไม่ทำให้เกิดการจัดความสัมพันธ์ผิดพลาด (Mis-Coordination) ซึ่งฟังก์ชันการจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัตินี้ ทำให้ผู้ใช้สามารถจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันได้อย่างรวดเร็ว และถูกต้อง

โดยหลังจากที่ป้อนข้อมูลตามตารางที่ 6.8 และ 6.9 ให้กับโปรแกรม COPD แล้ว จะได้ไดอะแกรมเส้นเดียวจากโปรแกรม COPD ดังภาพที่ 6.17 ต่อไปนี้





ภาพที่ 6.17 ไดอะแกรมเส้นเดียวจากโปรแกรม COPD ของระบบทดสอบตัวอย่างที่ 1

### 6.2.1.2 ผลการจัดความสัมพันธ์และค่าที่เกี่ยวข้องจากโปรแกรม COPD

หลังจากที่ป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบ ตรวจสอบไดอะแกรมเส้นเดียวและสั่งให้โปรแกรม COPD จัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติแล้ว ผลการจัดความสัมพันธ์และข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องที่ได้จากโปรแกรม COPD จะมีดังนี้

- ค่ากระแสลัดวงจร

ค่ากระแสลัดวงจรที่แต่ละอุปกรณ์ป้องกันจากโปรแกรม COPD จะมีค่าดังนี้

FAULT CURRENT TABLE

Primary Protection	kV.	Min Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Max Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Back-up Protection	Min Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Max Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)
Relay1	138	17.98 (L-L,2)	20.77 (3P,2)	-	-	-
Relay2	13.8	12.62 (L-L,4)	15.68 (SGL,4)	Relay1	9.09 (SGL,4)	14.64 (L-L,4)
Relay3	13.8	12.67 (L-L,5)	15.72 (SGL,5)	Relay2	12.67 (L-L,5)	15.72 (SGL,5)
Relay4	13.8	12.62 (L-L,6)	15.68 (SGL,6)	Relay2	12.62 (L-L,6)	15.68 (SGL,6)
Fuse1	13.8	12.67 (L-L,7)	15.72 (SGL,7)	Relay3	12.67 (L-L,7)	15.72 (SGL,7)
CB1	0.48	10.67 (L-L,9)	13.14 (SGL,9)	Fuse1	7.62 (SGL,9)	12.38 (L-L,9)
CB2	0.48	10.46 (L-L,11)	13.14 (SGL,10)	CB1	10.46 (L-L,11)	13.14 (SGL,10)
Fuse2	0.48	10.46 (L-L,12)	12.33 (SGL,12)	CB2	10.46 (L-L,12)	12.33 (SGL,12)
Relay5	13.8	12.62 (L-L,13)	15.68 (SGL,13)	Relay4	12.62 (L-L,13)	15.68 (SGL,13)
Relay6	4.16	13.54 (L-L,15)	18.25 (SGL,15)	Relay5	10.58 (SGL,15)	15.71 (L-L,15)
Fuse3	4.16	13.39 (L-L,17)	18.25 (SGL,16)	Relay6	13.39 (L-L,17)	18.25 (SGL,16)
Relay7	4.16	13.39 (L-L,18)	17.76 (SGL,18)	Fuse3	13.39 (L-L,18)	17.76 (SGL,18)

ตารางที่ 6.10 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบทดสอบในตัวอย่างที่ 1

- ช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์ (Coordination Time Interval)

จากตารางที่ 6.11 ซึ่งแสดงค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันจากการจัดความสัมพันธ์โดยอัตโนมัติของโปรแกรม COPD จะเห็นได้ว่า ค่าผลต่างเวลาของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันมีค่าระยะห่างเพียงพอสำหรับการทำงานเป็นลำดับของแต่ละคู่อุปกรณ์ป้องกันตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.2.3

Coordination Time Interval

Primary Protection	Back-up Protection	Time Interval (sec) at If (min)	Time Interval (sec) at If (max)
Relay2	Relay1	0.66	2.70
Relay3	Relay2	0.79	0.58
Relay4	Relay2	0.39	0.22
Fuse1	Relay3	0.39	0.39
CB1	Fuse1	0.12	3.95
CB2	CB1	0.20	0.20
Fuse2	CB2	0.13	0.13
Relay5	Relay4	0.36	0.34
Relay6	Relay5	0.53	1.13
Fuse3	Relay6	0.23	0.17

ตารางที่ 6.11 ค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบของตัวอย่างที่ 1

● กราฟการจับความสัมพันธ์และการวิเคราะห์

ในหัวข้อนี้จะแสดงกราฟการจับความสัมพันธ์และวิเคราะห์ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันที่โปรแกรม COPD คำนวณมาได้โดยอัตโนมัติ ซึ่งจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

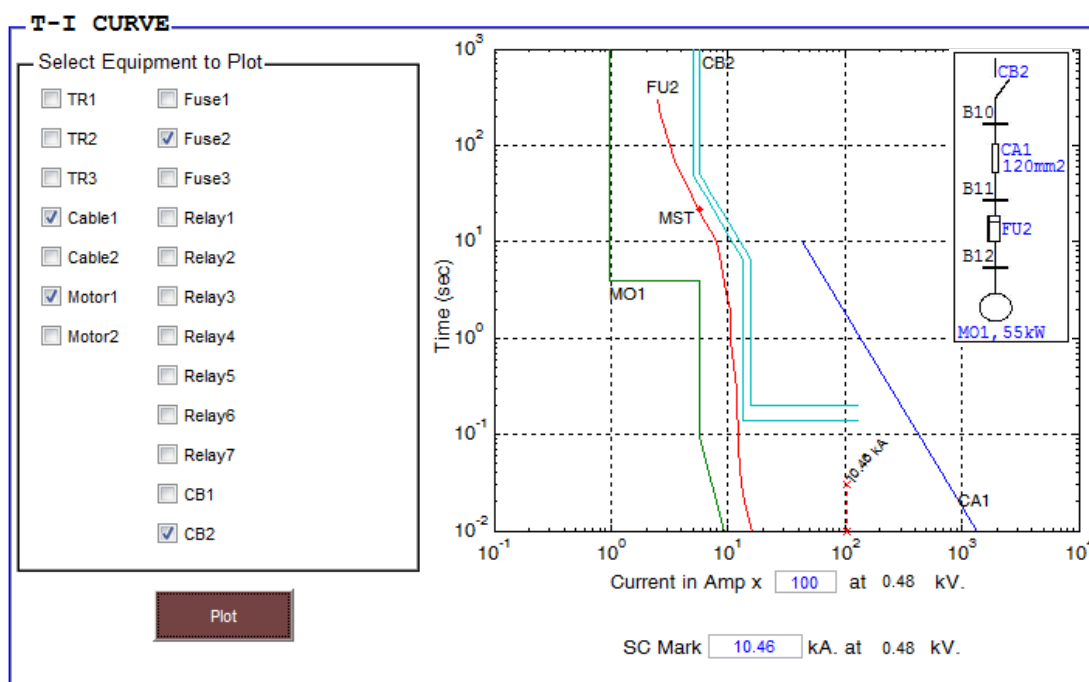
- การจับความสัมพันธ์แบบเฟสของ CB2 ถึง Motor1 (ภาพที่ 6.18)

- Fuse2 (FU2)

กราฟคุณลักษณะของ Fuse2 (FU2) อยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟ Motor Profile ของ Motor1 (MO1) และยังคงอยู่ต่ำกว่าจุด Maximum Stall Time (MST) ของ Motor1 อีก ทั้ง Fuse2 มีพิกัดกระแส 125A คิดเป็น 130% ของพิกัดกระแส Motor1 (96A.) ซึ่งไม่เกิน 175% ตามมาตรฐาน NEC 430-152

- CB2

กราฟคุณลักษณะของ CB2 อยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟคุณลักษณะของ Fuse2 และจากตารางที่ 6.10 ค่ากระแสลัดวงจรต่ำสุดที่ไหลผ่าน Fuse2 มายัง CB2 จะมีค่า 10.46 kA. ซึ่งเมื่อนำมาวาดบนกราฟจะเห็นว่าที่ค่ากระแสลัดวงจรนี้ CB2 จะทำงานช้ากว่า Fuse2 อยู่ประมาณ 0.13 s. ตามตารางที่ 6.11 นอกจากนั้นกราฟคุณลักษณะของ CB2 ยังอยู่ต่ำกว่าและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟของ Cable1 (CA1)



ภาพที่ 6.18 กราฟการจับความสัมพันธ์แบบเฟสของ CB2 ถึง Motor1

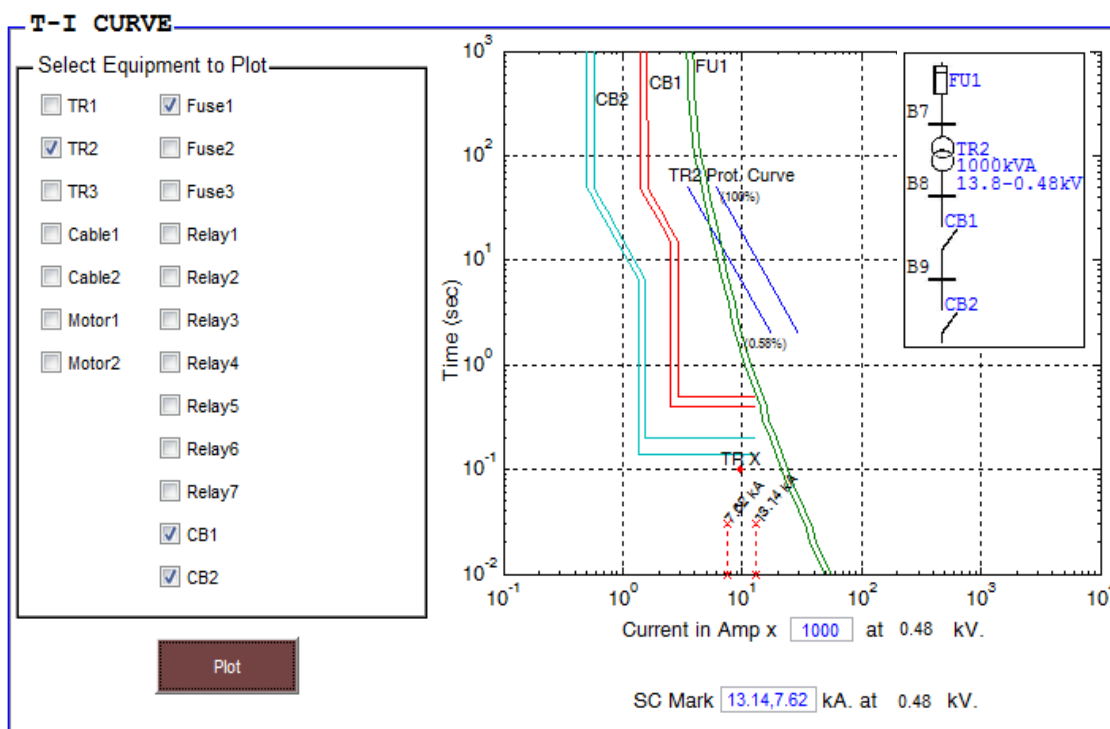
- การจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse1 ถึง CB2 (ภาพที่ 6.19)

- CB1

มีพิกัดกระแสที่โปรแกรม COPD คำนวณมาได้โดยอัตโนมัติคือ 1400A คิดเป็น 116% ของพิกัดกระแสด้านแรงต่ำของหม้อแปลง TR2 (1202A.) ซึ่งไม่เกิน 125% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ (ตามตารางที่ 4.2) และกราฟคุณลักษณะของ CB1 ยังอยู่เหนือกราฟคุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) คือ CB2 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน

- Fuse1 (FU1)

มีพิกัดกระแสต่อเนื่อง 65A.คิดเป็น 155% ของพิกัดกระแสด้านแรงสูงของหม้อแปลง TR2 (42 A) ซึ่งไม่เกิน 300% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้และกราฟคุณลักษณะของ Fuse1 ยังอยู่ต่ำกว่ากราฟ Transformer Protection Curve (100%) ซึ่งเป็นกราฟที่บอกถึงความทนได้ของหม้อแปลงต่อกระแสลัดวงจร และสูงกว่าจุด Inrush Point ของ TR2 อีกทั้งกราฟของ Fuse1 ยังอยู่สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) CB1 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน



ภาพที่ 6.19 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse1 ถึง CB2

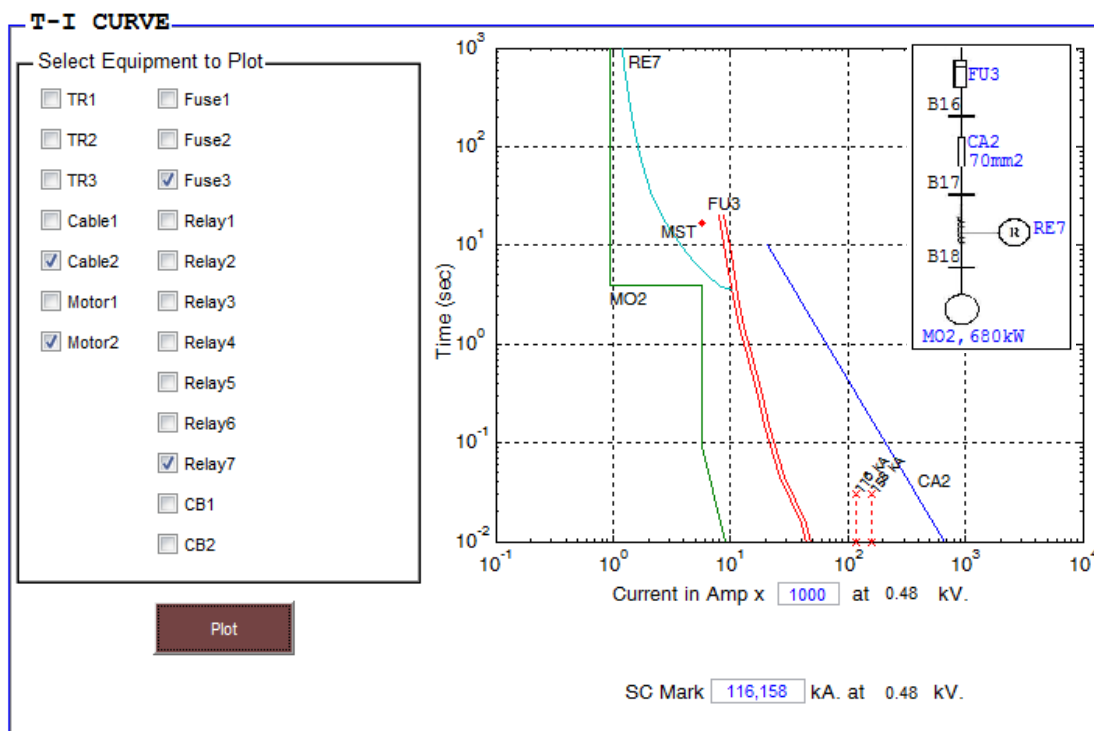
- การจัดการความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse3 ถึง Motor2 (ภาพที่ 6.20)

- Relay7 (RE7)

Relay7 ซึ่งเป็นรีเลย์ป้องกันโหลดเกินของ Motor2 (MO2) ซึ่งจากกราฟการจัดการความสัมพันธ์จะเห็นได้ว่ากราฟของ Relay7 ซึ่งเป็นรีเลย์โหลดเกิน Class 10 จะอยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟ Motor Profile ของ Motor2 (MO2) และยังคงอยู่ต่ำกว่าจุด Maximum Stall Time (MST) ของ Motor2 ซึ่ง Relay7 จะมีกระแส Pickup สำหรับโหลดเกินเท่ากับ  $(CT \text{ Ratio}) \times \text{Tap Setting} = (30) \times 4 = 120\text{A}$ . คิดเป็น 110% ของพิกัดกระแสมอเตอร์ (110 A.) ซึ่งไม่เกินค่าปรับตั้งกระแส Overload 115% ตามที่ NEC กำหนด อนึ่ง Relay7 ซึ่งเป็นรีเลย์ป้องกันโหลดเกิน จะไม่ได้มีไว้สำหรับตัดกระแสลัดวงจรดังนั้นจึงต้องใช้ Fuse3 สำหรับการตัดกระแสลัดวงจร

- Fuse3 (FU3)

Fuse3 เป็นฟิวส์แรงดันปานกลาง (Medium Voltage) ชนิด R-Rated มีไว้สำหรับตัดกระแสลัดวงจรของมอเตอร์แรงดันปานกลาง Motor2 และยังป้องกันกระแสเกินสำหรับ Cable2 (CA2) ด้วยซึ่ง Fuse3 จะมีพิกัดตามโปรแกรม COPD คำนวณมาโดยอัตโนมัติคือขนาด 9R โดยจากกราฟจะเห็นว่ากราฟคุณลักษณะของ Fuse3 อยู่ต่ำกว่ากราฟ Cable Damage Curve ของ Cable2



ภาพที่ 6.20 กราฟการจัดการความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse3 ถึง Motor2

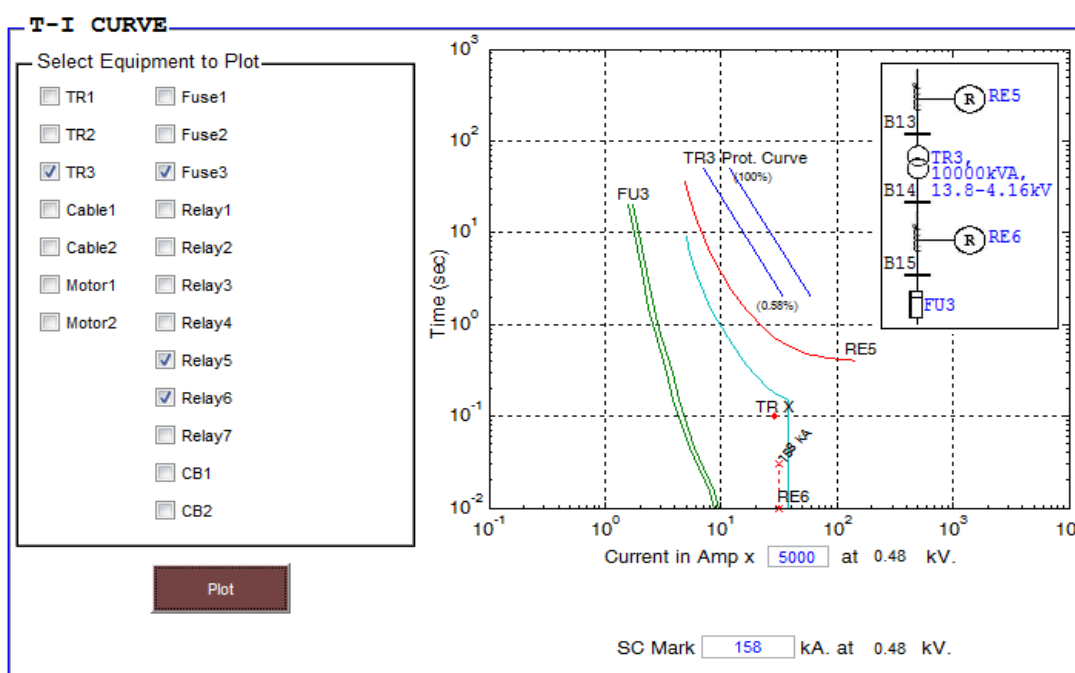
- การจัดการความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay5 ถึง Fuse3 (ภาพที่ 6.21)

- Relay5 (RE5)

Relay5 มีค่า Pick-Up ที่โปรแกรม COPD คำนวณมาโดยอัตโนมัติคือ (CT Ratio) x Tap Setting = (120) x 6 = 720A.คิดเป็น 172% ของพิกัดกระแสต้านแรงสูงของหม้อแปลง TR3 (418 A) ซึ่งไม่เกิน 600% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ และกราฟคุณลักษณะของ Relay5 ยังอยู่ต่ำกว่ากราฟ Transformer Protection Curve ซึ่งเป็นกราฟที่บอกถึงความทนได้ของหม้อแปลงต่อกระแสลัดวงจร และสูงกว่าจุด Inrush Point ของ TR3 อีกทั้งกราฟของ Relay5 ยังอยู่สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) Relay6 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน

- Relay6 (RE6)

Relay6 มีค่า Pick-Up ที่โปรแกรม COPD คำนวณมาให้โดยอัตโนมัติคือ (CT Ratio) x Tap Setting = (400) x 6 = 2400A.คิดเป็น 173% ของพิกัดกระแสต้านแรงต่ำของหม้อแปลง TR3 (1388 A) ซึ่งไม่เกิน 300% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ อีกทั้งกราฟของ Relay6 ยังอยู่สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) คือ Fuse3 (FU3) และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน และจากตารางที่ 6.10 ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่ไหลผ่าน Fuse3 มายัง Relay6 จะมีค่า  $18.25 \times (4.16 / 0.48) = 158$  kA. ซึ่งเมื่อนำมาวาดบนกราฟจะเห็นได้ว่าที่ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดนี้จะไม่ถึงช่วงทริปทันที่ของ Relay6 ซึ่งจากตารางที่ 6.11 จะเห็นว่าที่ค่ากระแสลัดวงจรนี้ Relay6 จะทำงานช้ากว่า Fuse3 อยู่ 0.17 วินาที



ภาพที่ 6.21 กราฟการจัดการความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay5 ถึง Fuse3

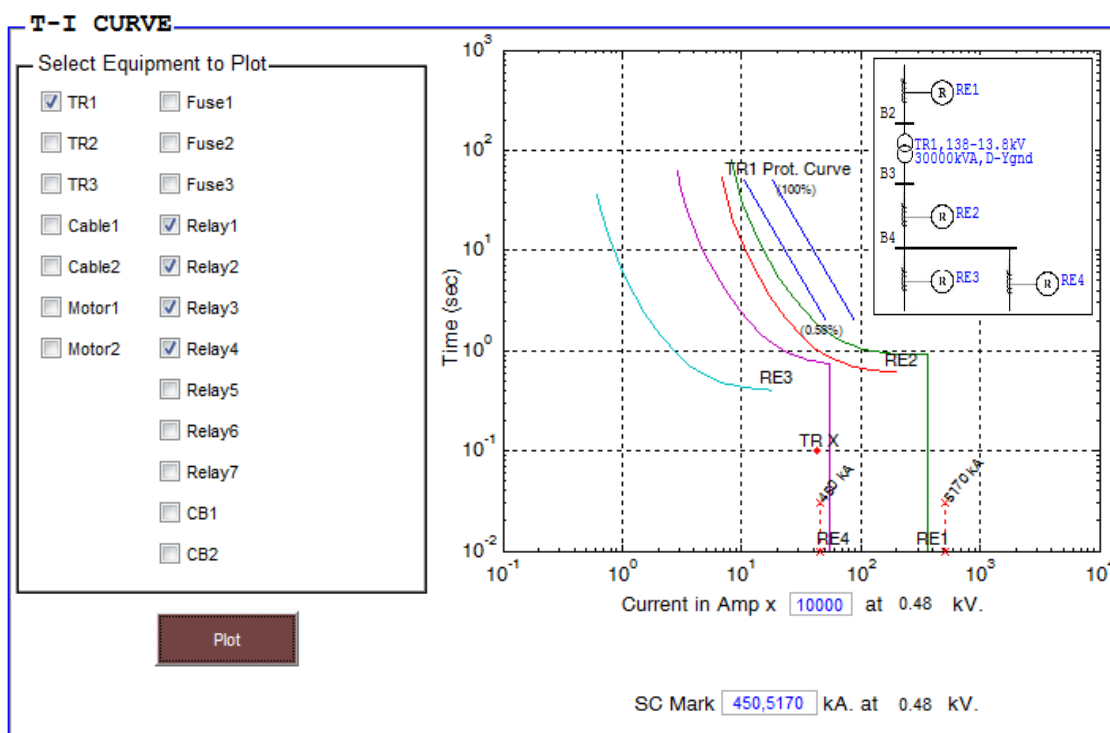
- การจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay1 และ Relay2 (ภาพที่ 6.22)

- Relay1

Relay1 มีค่า Pick-Up คือ  $(CT \text{ Ratio}) \times \text{Tap Setting} = (240) \times 1 = 240\text{A}$ . คิดเป็น 190% ของพิกัดกระแสด้านแรงสูงของหม้อแปลง TR1 (126 A) ซึ่งไม่เกิน 400% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ และกราฟคุณลักษณะของ Relay1 ยังอยู่ต่ำกว่ากราฟ Transformer Protection Curve ซึ่งเป็นกราฟที่บอกถึงความทนได้ของหม้อแปลงต่อกระแสลัดวงจร และสูงกว่าจุด Inrush Point ของ TR1 อีกทั้งกราฟของ Relay1 ยังอยู่สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) Relay2 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน นอกจากนี้ Relay1 ยังได้ปรับตั้งค่าทริปทันทีไว้ที่ 12.48 kA สำหรับการป้องกันกระแสลัดวงจรที่เร็วขึ้นเพื่อไม่ให้ไหลไปยัง Utility

- Relay2

Relay2 มีค่า Pick-Up ที่โปรแกรม COPD คำนวณมาให้โดยอัตโนมัติคือ  $(CT \text{ Ratio}) \times \text{Tap Setting} = (400) \times 5 = 2000\text{A}$ . คิดเป็น 160% ของพิกัดกระแสด้านแรงต่ำของหม้อแปลง TR1 (1255 A) ซึ่งไม่ต่ำกว่า 133% และไม่เกิน 250% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ อีกทั้งกราฟของ Relay2 ยังอยู่สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) คือ Relay3, Relay4 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน



ภาพที่ 6.22 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay1, Relay2

- พลังงานจากการอาร์ก (Arcing Energy)

จากการจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติโดยโปรแกรม COPD จะทำให้ได้ค่าพลังงานจากการอาร์กที่แต่ละอุปกรณ์ป้องกันดังนี้

Primary Protection	Arc Vdrop (V)	Igf (kA)	Clearing time (sec)	Arcing Energy (kW-Sec)	Back-up Protection	Arc Vdrop (V)	Igf (kA)	Clearing time (sec)	Arcing Energy (kW-Sec)
Relay1	100	20.77	0.01	20.77	-	-	-	-	-
Relay2	100	15.68	0.99	*1563.46	Relay1	100	0.90	3.67	*333.80
Relay3	100	15.72	0.40	*637.66	Relay2	100	15.72	0.99	*1564.35
Relay4	100	15.68	0.77	*1211.22	Relay2	100	15.68	0.99	*1563.46
Fuse1	100	15.72	0.01	15.72	Relay3	100	15.72	0.40	*637.66
CB1	100	13.14	0.50	*657.67	Fuse1	100	0.26	6.64	176.31
CB2	100	13.14	0.19	*262.65	CB1	100	13.14	0.50	*657.67
Fuse2	100	12.33	0.01	12.33	CB2	100	12.33	0.20	*246.67
Relay5	100	15.68	0.42	*671.87	Relay4	100	15.68	0.77	*1211.22
Relay6	100	18.25	0.17	*328.36	Relay5	100	3.19	1.30	*417.89
Fuse3	100	18.25	0.01	18.25	Relay6	100	18.25	0.17	*328.36

ตารางที่ 6.12 ค่าพลังงานจากการอาร์กของตัวอย่างที่ 1

- ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน

หัวข้อนี้จะแสดงค่าปรับตั้งของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันที่โปรแกรม COPD จัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติ โดยรายละเอียดค่าการปรับตั้งของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันจะมีดังต่อไปนี้

**Relay1:**

Standard: IEEE      Curve: Very Inverse      Function: 50/51  
 CT Ratio: 240      Tap Setting: 1 (240A)      TDS: 1.8      Inst. Function: 12.48 kA.

**Relay2:**

Standard: IEEE      Curve: Very Inverse      Function: 50/51  
 CT Ratio: 400      Tap Setting: 5 (2000A)      TDS: 1.2      Inst. Function: Off

**Relay3:**

Standard: IEEE      Curve: Very Inverse      Function: 50/51  
 CT Ratio: 120      Tap Setting: 1.5 (180A)      TDS: 0.8      Inst. Function: Off

**Relay4:**

Standard: IEEE      Curve: Very Inverse      Function: 50/51  
 CT Ratio: 120      Tap Setting: 7 (840A)      TDS: 1.4      Inst. Function: 18.84 kA.



**Relay5:**

Standard: IEEE      Curve: Very Inverse      Function: 50/51  
CT Ratio: 120      Tap Setting: 6 (720A)      TDS: 0.8      Inst. Function: Off

**Relay6:**

Standard: IEEE      Curve: Very Inverse      Function: 50/51  
CT Ratio: 400      Tap Setting: 6 (2400A)      TDS: 0.2      Inst. Function: 22 kA.

**Relay7:**

Type: Motor Protection Relay  
CT Ratio: 30      Tap Setting: 4 (120A)      Class: 10

**CB1:**

Manufacturer: SQD      Model: PE-LS      Tripping: Solid State  
AT: 1400 A.      LTPU: 1      LTD: 2      STPU: 2      STD: 0.5  
STD Band: Out      Inst. Function: Off

**CB2:**

Manufacturer: SQD      Model: ME-LS      Tripping: Solid State  
AT: 500 A.      LTPU: 1      LTD: 2      STPU: 3      STD: 0.2  
STD Band: Out      Inst. Function: Off

**Fuse1:**

Manufacturer: Bussmann      Model: MV155F1DB-DC  
Size: 65 A.

**Fuse2:**

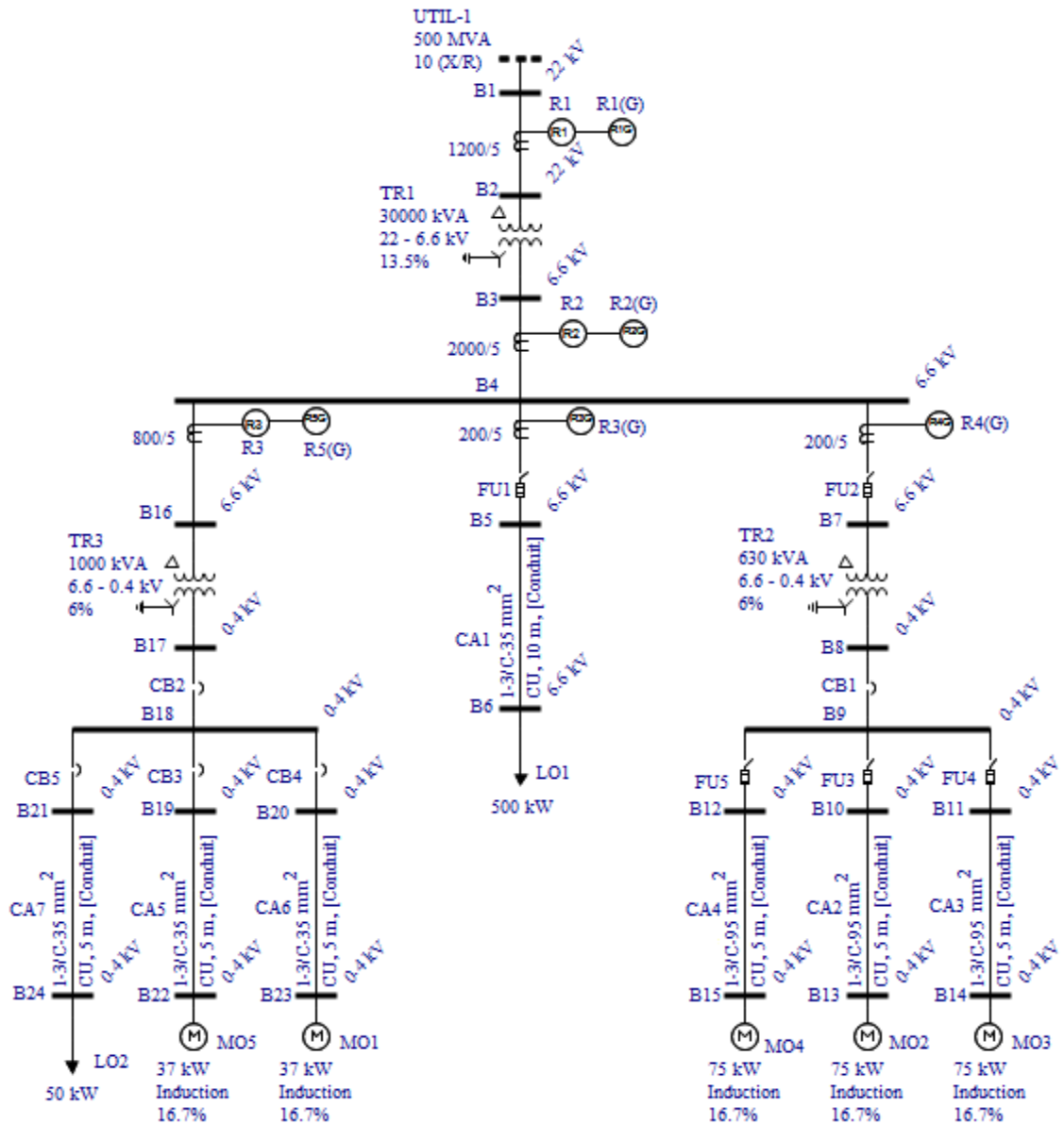
Manufacturer: Bussmann      Model: LPJ (J)  
Size: 125 A.

**Fuse3:**

Manufacturer: Bussmann      Model: JCL (R-Rated)  
Size: 9R

6.2.2 ตัวอย่างที่ 2

ตัวอย่างนี้จะใช้ระบบทดสอบที่ผู้เขียนวิทยานิพนธ์สร้างขึ้นเพื่อเป็นการทดสอบคุณสมบัติและความสามารถในการจัดการความสับสนแบบอัตโนมัติ รวมถึงการใช้อุปกรณ์ป้องกันที่หลากหลายที่มีในโปรแกรม COPD โดยไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบจะเป็นตามภาพที่ 6.23 ดังนี้



ภาพที่ 6.23 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบทดสอบตัวอย่างที่ 2

6.2.2.1 ข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบทดสอบ

ข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบตามไดอะแกรมเส้นเดียวในภาพที่ 6.23 จะมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 6.13 ข้อมูลของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.23

อุปกรณ์	ข้อมูล
แหล่งจ่าย (Utility)	22kV, 500MVA <sub>SC,3P</sub> , X/R=10
หม้อแปลง 1 (TR 1)	30000kVA, 22/0.6kV, %Z=13.5, %Z0=11.5, X/R=11.7, Inrush=12 เท่าที่ 0.1 sec, ขดลวดต่อแบบ Delta-Ygnd
หม้อแปลง 2 (TR 2)	630kVA, 6.6/0.4kV, %Z=6, %Z0=5.1, X/R=4.9, Inrush=8 เท่าที่ 0.1 sec, ขดลวดต่อแบบ Delta-Ygnd
หม้อแปลง 3 (TR 3)	1000kVA, 6.6/0.4kV, %Z=6, %Z0=5.1, X/R=5.8, Inrush=8 เท่าที่ 0.1 sec, ขดลวดต่อแบบ Delta-Ygnd
สายไฟฟ้า 1 (CA 1)	6.6kV, ขนาดสาย 1x3C-35mm <sup>2</sup> , ความยาว 10 เมตร R1=0.5858 Ω/km, X1=0.1555 Ω/km R0=2.3431 Ω/km, X0=0.6218 Ω/km
สายไฟฟ้า 2, 3, 4 (CA 2, 3, 4)	0.4kV, ขนาดสาย 1x3C-95mm <sup>2</sup> , ความยาว 5 เมตร R1=0.2158 Ω/km, X1=0.0975 Ω/km R0=0.8630 Ω/km, X0=0.3899 Ω/km
สายไฟฟ้า 5, 6, 7 (CA 5, 6, 7,)	0.4kV, ขนาดสาย 1x3C-35mm <sup>2</sup> , ความยาว 5 เมตร R1=0.5858 Ω/km, X1=0.1023 Ω/km R0=2.3431 Ω/km, X0=0.4091 Ω/km
มอเตอร์ 1, 5 (MO 1, 5)	0.4kV, 37kW, PF=0.82, ประสิทธิภาพ=0.91, %X <sub>d</sub> '=16.7%, X/R=5.3 Acceleration time= 4 sec, Safe Stall Time= 22 sec
มอเตอร์ 2, 3, 4 (MO 2, 3, 4)	0.4kV, 75kW, PF=0.89, ประสิทธิภาพ=0.91, %X <sub>d</sub> '=16.7%, X/R=8.6 Acceleration time= 5 sec, Safe Stall Time= 22 sec
โหลด 1 (LO1)	6.6kV, 500kW, PF=0.95
โหลด 2 (LO2)	0.4kV, 50kW, PF=0.9

ตารางที่ 6.14 ข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.23

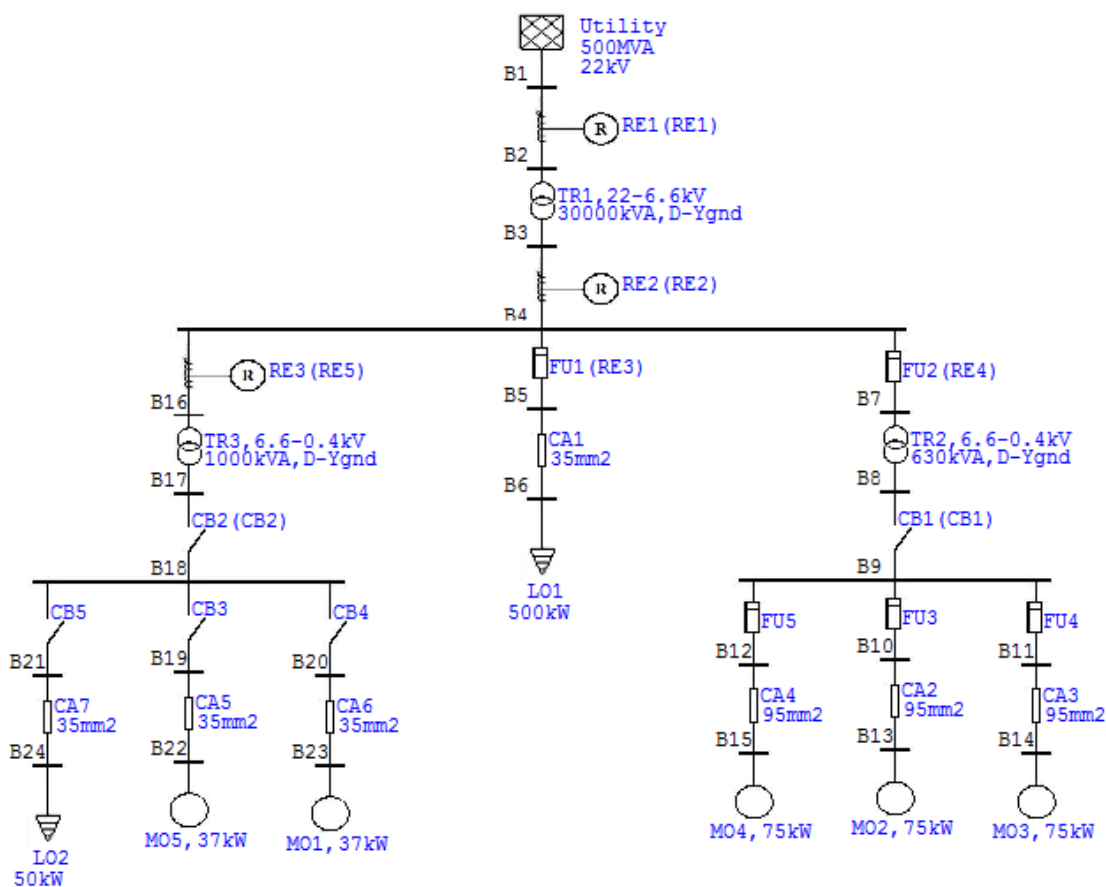
อุปกรณ์	ข้อมูล
รีเลย์ 1 (R 1)	22kV, Standard: IEEE (50/51), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 1200/5
รีเลย์ 2 (R 2)	6.6kV, Standard: IEEE (51), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 2000/5
รีเลย์ 3 (R 3)	6.6kV, Standard: IEEE (50/51), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 800/5
เซอร์กิตเบรกเกอร์ 1, 2 (CB 1, 2)	0.4kV, ผู้ผลิต Squire D, ชนิดการทริป Solid State, Inst. Function: Off รุ่น PE-LS
เซอร์กิตเบรกเกอร์ 3, 4 (CB 3, 4)	0.4kV, ผู้ผลิต Squire D, ชนิดการทริป Solid State, Inst. Function: Off รุ่น ME-LS
เซอร์กิตเบรกเกอร์ 5 (CB 5)	0.4kV, ผู้ผลิต Squire D, ชนิดการทริป Solid State, Inst. Function: On รุ่น ME-LS
ฟิวส์ 1, 2 (FU 1, 2)	6.6kV, ผู้ผลิต Bussmann, รุ่น MV155F1DB-DC
ฟิวส์ 3, 4, 5 (FU 3, 4, 5)	0.4kV, ผู้ผลิต Bussmann, รุ่น LPJ (J)

ตารางที่ 6.15 ข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันแบบลงดินในระบบทดสอบตามภาพที่ 6.23

อุปกรณ์	ข้อมูล
รีเลย์ 1 (R 1)	22kV, Standard: IEEE (51N), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 150/5
รีเลย์ 2, 3, 4, 5 (R 2, 3, 4, 5)	6.6kV, Standard: IEEE (51N/G), Curve: Very Inverse, CT Ratio: 150/5
เซอร์กิตเบรกเกอร์ 1, 2 (CB 1, 2)	0.4kV, ผู้ผลิต Squire D, ชนิดการทริป Solid State รุ่น PE-LS

จากข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสตามตารางที่ 6.14 และแบบลงดินตามตารางที่ 6.15 จะพบว่าอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบจะไม่มีข้อมูลค่าปรับตั้งระบุไว้ ดังนั้นจะใช้โปรแกรม COPD จัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติเพื่อหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบ โดยค่าปรับตั้งที่โปรแกรม COPD คำนวณมาได้นั้นจะต้องไม่ทำให้เกิดการจัดความสัมพันธ์ผิดพลาด (Mis-Coordination) ซึ่งฟังก์ชันการจัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติของโปรแกรม COPD นี้ ทำให้ผู้ใช้สามารถจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันได้อย่างรวดเร็ว และถูกต้อง

ซึ่งหลังจากป้อนข้อมูลตามตารางที่ 6.13, 6.14 และ 6.15 ให้กับโปรแกรม COPD แล้วจะได้ไดอะแกรมเส้นเดียวจากโปรแกรม COPD ดังภาพที่ 6.24 ต่อไปนี้



ภาพที่ 6.24 ไดอะแกรมเส้นเดียวจากโปรแกรม COPD ของระบบทดสอบตัวอย่างที่ 2

\*\*ไดอะแกรมเส้นเดียวตามภาพที่ 6.24 ชื่อของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงเล็บจะเป็นอุปกรณ์ป้องกันแบบลงดิน

### 6.2.2.2 ผลการจัดความสัมพันธ์และค่าที่เกี่ยวข้องจากโปรแกรม COPD

หลังจากที่ป้อนข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบ ตรวจสอบไดอะแกรมเส้นเดียวและสั่งให้โปรแกรม COPD จัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติแล้ว ผลจากการจัดความสัมพันธ์และข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องที่ได้จากโปรแกรม COPD จะมีดังนี้

- ค่ากระแสลัดวงจร

ค่ากระแสลัดวงจรที่แต่ละอุปกรณ์ป้องกันจากโปรแกรม COPD จะมีค่าดังนี้

FAULT CURRENT TABLE

Primary Protection	kV.	Min Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Max Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Back-up Protection	Min Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)	Max Fault Current(kA) If (Type,FaultBus)
Relay1	22	11.35 (L-L,2)	13.10 (SGL,2)	-	-	-
Relay2	6.6	11.64 (L-L,4)	15.59 (SGL,4)	Relay1	9.04 (SGL,4)	13.51 (L-L,4)
Fuse1	6.6	11.61 (L-L,6)	15.63 (SGL,5)	Relay2	11.61 (L-L,6)	15.63 (SGL,5)
Fuse2	6.6	11.65 (L-L,7)	15.59 (SGL,7)	Relay2	11.65 (L-L,7)	15.59 (SGL,7)
CB1	0.4	12.29 (L-L,9)	14.96 (SGL,9)	Fuse2	8.67 (SGL,9)	14.25 (L-L,9)
Fuse3	0.4	12.21 (L-L,13)	15.56 (SGL,10)	CB1	12.21 (L-L,13)	15.56 (SGL,10)
Fuse4	0.4	12.21 (L-L,14)	15.56 (SGL,11)	CB1	12.21 (L-L,14)	15.56 (SGL,11)
Fuse5	0.4	12.21 (L-L,15)	15.56 (SGL,12)	CB1	12.21 (L-L,15)	15.56 (SGL,12)
Relay3	6.6	11.68 (L-L,16)	15.62 (SGL,16)	Relay2	11.68 (L-L,16)	15.62 (SGL,16)
CB2	0.4	18.89 (L-L,18)	23.58 (SGL,18)	Relay3	13.67 (SGL,18)	21.91 (L-L,18)
CB3	0.4	16.82 (L-L,22)	23.72 (SGL,19)	CB2	16.82 (L-L,22)	23.72 (SGL,19)
CB4	0.4	16.82 (L-L,23)	23.72 (SGL,20)	CB2	16.82 (L-L,23)	23.72 (SGL,20)
CB5	0.4	16.91 (L-L,24)	23.73 (SGL,21)	CB2	16.91 (L-L,24)	23.73 (SGL,21)

ตารางที่ 6.16 ค่ากระแสลัดวงจรของระบบทดสอบในตัวอย่างที 2

- ช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์ (Coordination Time Interval)

จากตารางที่ 6.17 ซึ่งแสดงค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันจากการจัดความสัมพันธ์โดยอัตโนมัติของโปรแกรม COPD จะเห็นได้ว่า ค่าผลต่างเวลาของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันมีค่าระหว่างเพียงพอสำหรับการทำงานเป็นลำดับของแต่ละคู่อุปกรณ์ป้องกันตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.2.3

Coordination Time Interval

Primary Protection	Back-up Protection	Time Interval (sec) at If (min)	Time Interval (sec) at If (max)
Relay2	Relay1	1.36	4.42
Fuse1	Relay2	0.65	0.37
Fuse2	Relay2	0.64	0.37
CB1	Fuse2	0.13	1.56
Fuse3	CB1	0.13	0.13
Fuse4	CB1	0.13	0.13
Fuse5	CB1	0.13	0.13
Relay3	Relay2	0.64	0.37
CB2	Relay3	0.79	1.59
CB3	CB2	0.21	0.21
CB4	CB2	0.21	0.21
CB5	CB2	0.15	0.15
Relay2 (G)	Relay1 (G)	0.39	0.39
Relay3 (G)	Relay2 (G)	0.31	0.31
Relay4 (G)	Relay2 (G)	0.40	0.40
CB1 (G)	Relay4 (G)	0.31	0.31
Relay5 (G)	Relay2 (G)	0.40	0.40
CB2 (G)	Relay5 (G)	0.31	0.31

ตารางที่ 6.17 ค่าผลต่างเวลาของอุปกรณ์ป้องกันในระบบทดสอบของตัวอย่างที่ 2

● กราฟการจับความสัมพันธ์และการวิเคราะห์

ในหัวข้อนี้จะแสดงกราฟการจับความสัมพันธ์และวิเคราะห์ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันที่โปรแกรม COPD คำนวณมาได้โดยอัตโนมัติ ซึ่งจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- การจับความสัมพันธ์แบบเฟสของ Fuse2 ถึง Motor2, 3, 4 (ภาพที่ 6.25)

- Fuse3, 4, 5 (FU3, 4, 5)

Fuse3, 4, 5 อยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟ Motor Profile ของ Motor2, 3, 4 (MO2, 3, 4) และยังอยู่ต่ำกว่าจุด Maximum Stall Time (MST) อีกทั้ง Fuse3, 4, 5 มีพิกัดกระแส 175A คิดเป็น 125% ของพิกัดกระแส Motor2, 3, 4 (140A.) ซึ่งไม่เกิน 175% ตามมาตรฐาน NEC 430-152

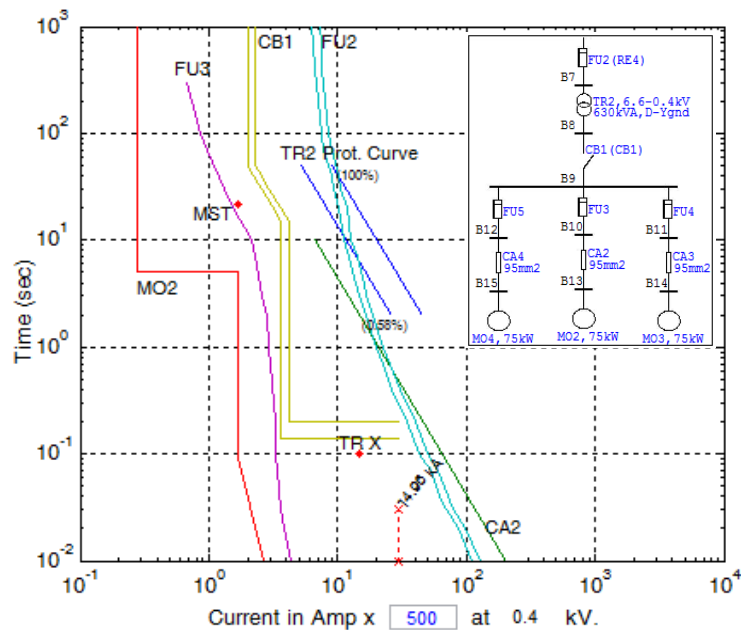
- CB1

มีพิกัดกระแสที่โปรแกรม COPD คำนวณมาได้โดยอัตโนมัติคือ 1000A คิดเป็น 116% ของพิกัดกระแสด้านแรงต่ำของหม้อแปลง TR2 (909A.) ซึ่งไม่เกิน 125% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ (ตามตารางที่ 4.2) และกราฟคุณลักษณะของ CB1 ยังอยู่เหนือกราฟคุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) คือ Fuse3, 4, 5 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน

- Fuse2 (FU2)

มีพิกัดกระแสต่อเนื่องที่คำนวณมาได้โดยอัตโนมัติคือ 100A.คิดเป็น 182% ของพิกัดกระแสด้านแรงสูงของหม้อแปลง TR2 (55 A) ซึ่งไม่เกิน 300% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้และกราฟคุณลักษณะของ Fuse2 ยังอยู่ต่ำกว่ากราฟ Transformer Protection Curve (100%) ซึ่งเป็นกราฟที่บอกถึงความทนได้ของหม้อแปลงต่อกระแสลัดวงจร และสูงกว่าจุด Inrush Point อีกทั้งกราฟของ Fuse2 ยังอยู่สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) CB1 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน อนึ่ง Fuse2 ไม่สามารถลดขนาดเพื่อให้ครอบคลุมการป้องกันหม้อแปลงได้ทั้งหมด เนื่องจากจะเกิด Mis-Coordination กับ CB1 ที่ค่ากระแสลัดวงจร 14.96kA (0.4kV)





ภาพที่ 6.25 กราฟการจัดความสัมพัทธ์แบบเฟสของ Fuse2 ถึง Motor2, 3, 4 ในตัวอย่างที่ 2

- การจัดความสัมพัทธ์แบบเฟสของ Relay3 ถึง Motor1, 5 และ Load2 (ภาพที่ 6.26)

- CB3, 4

กราฟคุณลักษณะของ CB3, 4 อยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟ Motor Profile ของ Motor1, 5 และอยู่ต่ำกว่าจุด Maximum Stall Time (MST) อีกทั้ง CB3, 4 มีค่าพิกัดกระแส 100A. คิดเป็น 139% ของพิกัดกระแสไหลดของ Motor1, 5 (72A.) ซึ่งไม่เกิน 250% ตามมาตรฐาน NEC 430-152

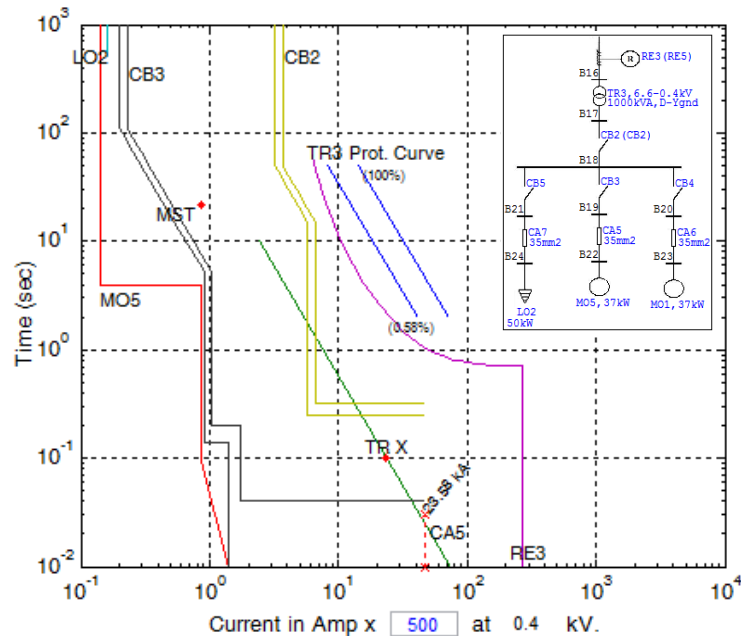
- CB2

มีพิกัดกระแสที่โปรแกรม COPD คำนวณมาได้โดยอัตโนมัติคือ 1600A คิดเป็น 111% ของพิกัดกระแสด้านแรงต่ำของหม้อแปลง TR3 (1443A.) ซึ่งไม่เกิน 125% ตามมาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ (ตามตารางที่ 4.2) และกราฟคุณลักษณะของ CB2 ยังอยู่เหนือกราฟคุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) คือ CB3, 4, 5 และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน

- Relay3 (RE3)

Relay3 มีค่า Pick-Up คือ (CT Ratio) x Tap Setting = (160) x 1 = 160A. คิดเป็น 192% ของพิกัดกระแสด้านแรงสูงของหม้อแปลง TR3 (87 A) ซึ่งไม่เกิน 600% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ และกราฟคุณลักษณะของ Relay3 ยังอยู่ต่ำกว่ากราฟ Transformer Protection Curve และสูงกว่าจุด Inrush Point ของ TR3 และกราฟของ Relay3 ยังอยู่สูงกว่า

กราฟของ CB2 (downstream) และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน หนึ่งค่า Instantaneous trip ของ Relay3 เท่ากับ 135kA (0.4kV) ซึ่งมากกว่าค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด (ตามตารางที่ 6.16) ของ CB2 คือ 23.58kA (0.4kV)



ภาพที่ 6.26 การจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay3 ถึง Motor1, 5 และLoad2 ในตัวอย่างที่2

- การจัดความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay1 ถึง Relay3 และ Fuse1, 2 (ภาพที่ 6.27)

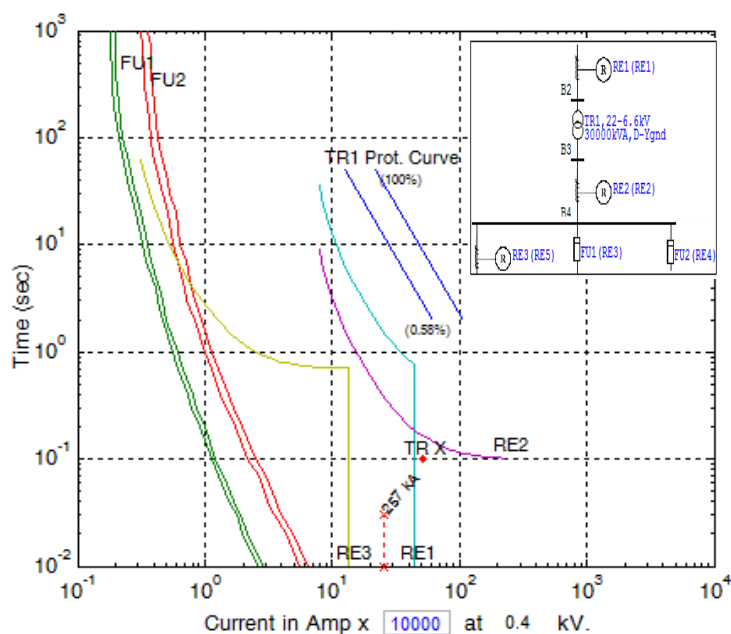
- Relay2 (RE2)

Relay2 มีค่า Pick-Up คือ  $(CT \text{ Ratio}) \times \text{Tap Setting} = (400) \times 10 = 4000\text{A}$ . คิดเป็น 152% ของพิกัดกระแสด้านแรงต่ำของหม้อแปลง TR1 (2624 A) ซึ่งไม่เกิน 250% ตามมาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ อีกทั้งกราฟของ Relay2 ยังอยู่สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า (downstream) คือ Fuse1, 2 และ Relay3 โดยไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน

- Relay1 (RE1)

Relay1 มีค่า Pick-Up คือ  $(CT \text{ Ratio}) \times \text{Tap Setting} = (240) \times 5 = 1200\text{A}$ . คิดเป็น 152% ของพิกัดกระแสด้านแรงสูงของหม้อแปลง TR1 (787 A) ซึ่งไม่เกิน 300% ตามที่มาตรฐาน NEC450-3(A) กำหนดไว้ และกราฟคุณลักษณะของ Relay1 ยังอยู่ต่ำกว่ากราฟ Transformer Protection Curve และสูงกว่าจุด Inrush Point ของ TR1 อีกทั้งกราฟของ Relay1 ยังอยู่สูงกว่ากราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า Relay2 (downstream) และไม่มีส่วนใดซ้อนทับกัน หนึ่งค่า

Instantaneous trip ของ Relay1 ที่ได้จากโปรแกรม COPD คือ 435kA (0.4kV) ซึ่งมากกว่าค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด (ตารางที่ 6.16) ของ Relay2 คือ  $15.59 \times (6.6/0.4) = 257\text{kA}$  (0.4kV)



ภาพที่ 6.27 การจัดการความสัมพันธ์แบบเฟสของ Relay1 ถึง Relay3, Fuse1, 2 ในตัวอย่างที่ 2

- การจัดการความสัมพันธ์แบบลงดินของ Relay1 ถึง CB1 (ภาพที่ 6.28)

- CB1

ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 0.2 ( $1000 \times 0.2 = 200\text{A}$ ) และมีค่าหน่วงเวลาที่ 0.1 วินาที ซึ่งค่ากระแสที่ปรับตั้งนี้ยังไม่เกินค่ากระแสปรับตั้งสูงสุดตามที่มาตรฐาน NEC กำหนดไว้ที่ 1200A. และค่าหน่วงเวลาที่ 1 วินาที

- Relay4 (RE4)

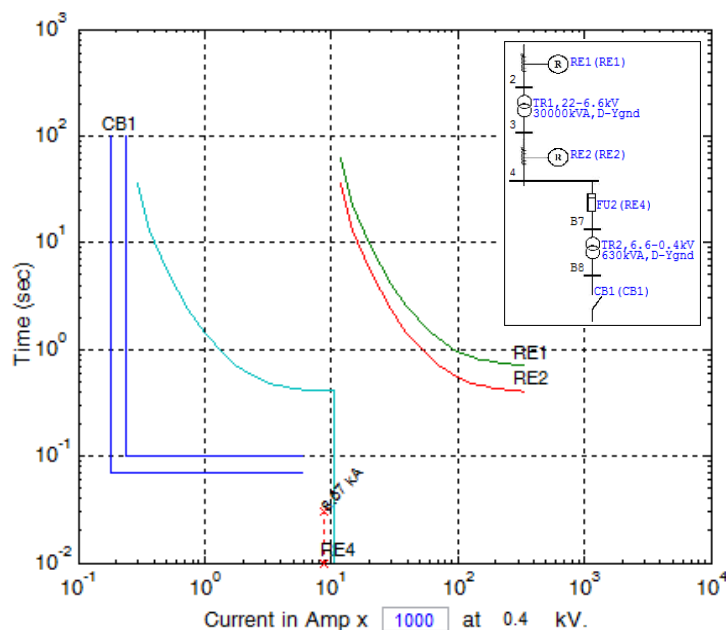
ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 15A. คิดเป็น 15% ของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟส Fuse2 (100A.) โดยมีค่า TDS = 0.8 และมีค่าปรับตั้งแบบทริปทันทีที่ 10.4kA (0.4kV) ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดแบบลงดินที่ไหลผ่าน CB1 ไปยัง Relay4(G) มีค่า 8.67kA (0.4kV) ซึ่งจากกราฟจะเห็นได้ว่ามีค่าน้อยกว่าค่าปรับตั้งทริปทันทีของ Relay4 (RE4)

- Relay2 (RE2)

ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 600A. ซึ่งคิดเป็น 15% ของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสที่ 4000A. โดยมีค่า TDS = 0.2 และกราฟของ Relay2 ยังอยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า

- Relay1 (RE1)

ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 180A. ซึ่งคิดเป็น 15% ของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสที่ 1200A. โดยมีค่า TDS = 1.4 และกราฟของ Relay1 ยังอยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า



ภาพที่ 6.28 กราฟการจัดความสัมพันธ์แบบลงดินของ Relay1 ถึง CB1 ในตัวอย่างที่ 2

\*\*จากไดอะแกรมเส้นเดียวในกราฟภาพที่ 6.28 ชื่ออุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงเล็บจะเป็นอุปกรณ์ป้องกันแบบลงดิน

- การจัดความสัมพันธ์แบบลงดินของ Relay1 ถึง CB2 (ภาพที่ 6.29)

- CB2

ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 0.2 ( $1600 \times 0.2 = 320A$ ) และมีค่าหน่วงเวลาที่ 0.1 วินาที ซึ่งค่ากระแสที่ปรับตั้งนั้นยังไม่เกินค่ากระแสปรับตั้งสูงสุดตามที่มาตรฐาน NEC กำหนดไว้ที่ 1200A. และค่าหน่วงเวลาที่ 1 วินาที

- Relay5 (RE5)

ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 30A. ซึ่งคิดเป็น 18.75% ของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟส Relay3 (160A.) โดยมีค่า TDS = 0.8 และมีค่าปรับตั้งแบบทริปทันทีที่ 16.3kA (0.4kV) ซึ่งค่ากระแส

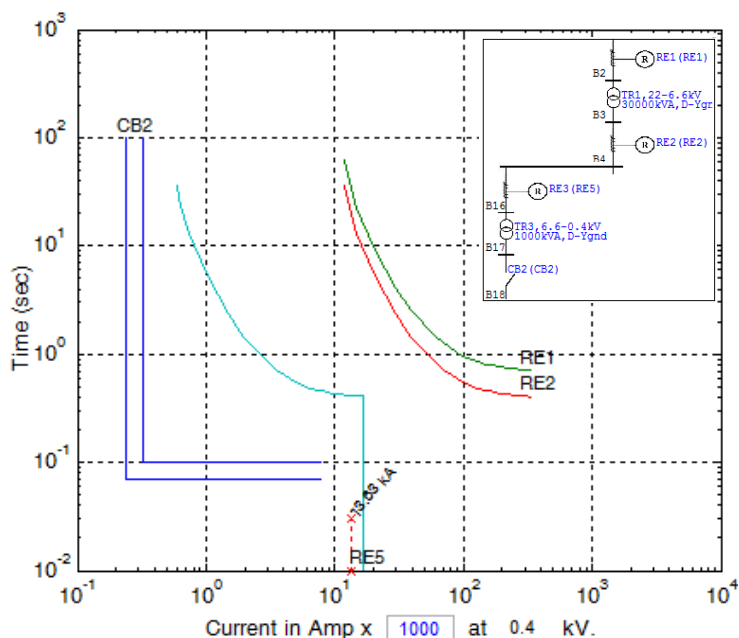
ลัดวงจรสูงสุดแบบลงดินที่ไหลผ่าน CB2 ไปยัง Relay5(G) มีค่า 13.63kA (0.4kV) ซึ่งจากกราฟจะเห็นได้ว่ามีค่าน้อยกว่าค่าทริปทันที่ของ Relay5 (RE5)

- Relay2 (RE2)

ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 600A. ซึ่งคิดเป็น 15% ของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสที่ 4000A. โดยมีค่า TDS = 0.2 และกราฟของ Relay2 ยังอยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า

- Relay1 (RE1)

ปรับตั้งกระแส Pick-up ที่ 180A. ซึ่งคิดเป็น 15% ของอุปกรณ์ป้องกันแบบเฟสที่ 1200A. โดยมีค่า TDS = 1.4 และกราฟของ Relay1 ยังอยู่เหนือและไม่มีส่วนใดซ้อนทับกับกราฟของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ต่ำกว่า



ภาพที่ 6.29 กราฟการจัดความสัมพัทธ์แบบลงดินของ Relay1 ถึง CB2 ในตัวอย่างที่2

\*\*จากไดอะแกรมเส้นเดียวในกราฟภาพที่ 6.29 ซึ่งอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ในวงเล็บจะเป็นอุปกรณ์ป้องกันแบบลงดิน

- **พลังงานจากการอาร์ก (Arcing Energy)**

จากการจัดความสัมพัทธ์แบบอัตโนมัติโดยโปรแกรม COPD จะทำให้ได้ค่าพลังงานจากการอาร์กที่แต่ละอุปกรณ์ป้องกันดังนี้

Arcing Energy Table

Primary Protection	Arc Vdrop (V)	Igf (kA)	Clearing time (sec)	Arcing Energy (kW-Sec)	Back-up Protection	Arc Vdrop (V)	Igf (kA)	Clearing time (sec)	Arcing Energy (kW-Sec)
Relay1	100	13.10	0.01	13.10	-	-	-	-	-
RE2(G), Relay2	100	15.59	0.41, 0.38	*651, *597	RE1(G), Relay1	100	2.71	0.81, 4.77	*219, *1294
RE3(G), Fuse1	100	15.63	0.10, 0.01	158, 15	RE2(G), Relay2	100	15.63	0.41, 0.38	*650, *595
RE4(G), Fuse2	100	15.59	0.01, 0.01	15, 15	RE2(G), Relay2	100	15.59	0.41, 0.38	*651, *596
CB1(G), CB1	100	14.96	0.10, 0.20	149, *299	RE4(G), Fuse2	100	0.52	0.41, 2.71	21, 142
Fuse3	100	15.56	0.01	15.56	CB1(G), CB1	100	15.56	0.10, 0.20	155, *310
Fuse4	100	15.56	0.01	15.56	CB1(G), CB1	100	15.56	0.10, 0.20	155, *310
Fuse5	100	15.56	0.01	15.56	CB1(G), CB1	100	15.56	0.10, 0.20	155, *310
RE5(G), Relay3	100	15.62	0.01, 0.01	15, 15	RE2(G), Relay2	100	15.62	0.41, 0.38	*649, *595
CB2(G), CB2	100	23.58	0.10, 0.32	*235, *754	RE5(G), Relay3	100	0.82	0.41, 1.90	34, 157
CB3	100	23.72	0.03	94.65	CB2(G), CB2	100	23.72	0.10, 0.32	*236, *759
CB4	100	23.72	0.03	94.65	CB2(G), CB2	100	23.72	0.10, 0.32	*236, *759
CB5	100	23.73	0.09	*237.12	CB2(G), CB2	100	23.73	0.10, 0.31	*237, *758

ตารางที่ 6.18 ค่าพลังงานจากการอาร์คของตัวอย่างที่ 2

### • ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน

หัวข้อนี้จะแสดงค่าปรับตั้งของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันที่โปรแกรม COPD จัดความสัมพันธ์แบบอัตโนมัติ โดยรายละเอียดค่าการปรับตั้งของแต่ละอุปกรณ์ป้องกันจะมีดังต่อไปนี้

### อุปกรณ์ป้องกันแบบเฟส

#### Relay1:

Standard: IEEE Curve: Very Inverse Function: 50/51

CT Ratio: 240 Tap Setting: 5 (1200A) TDS: 0.8 Inst. Function: On (7.92 kA.)

#### Relay2:

Standard: IEEE Curve: Very Inverse Function: 50/51

CT Ratio: 400 Tap Setting: 10 (4000A) TDS: 0.2 Inst. Function: Off

#### Relay3:

Standard: IEEE Curve: Very Inverse Function: 50/51

CT Ratio: 160 Tap Setting: 1 (160A) TDS: 1.4 Inst. Function: On (8.16 kA.)

#### CB1:

Manufacturer: SQD Model: PE-LS Tripping: Solid State

AT: 1000 A. LTPU: 1 LTD: 2 STPU: 2 STD: 0.2

STD Band: Out Inst. Function: Off

**CB2:**

Manufacturer: SQD Model: PE-LS Tripping: Solid State  
AT: 1600 A. LTPU: 1 LTD: 2 STPU: 2 STD: 0.32  
STD Band: Out Inst. Function: Off

**CB3:**

Manufacturer: SQD Model: ME-LS Tripping: Solid State  
AT: 100 A. LTPU: 1 LTD: 4.5 STPU: 5 STD: 0.2  
STD Band: Out Inst. Function: On Inst. Setting: 8

**CB4:**

Manufacturer: SQD Model: ME-LS Tripping: Solid State  
AT: 100 A. LTPU: 1 LTD: 4.5 STPU: 5 STD: 0.2  
STD Band: Out Inst. Function: On Inst. Setting: 8

**CB5:**

Manufacturer: SQD Model: ME-LS Tripping: Solid State  
AT: 100 A. LTPU: 1 LTD: 2 STPU: 2 STD: 0.1  
STD Band: Out Inst. Function: Off

**Fuse1:**

Manufacturer: Bussmann Model: MV155F1DB-DC  
Size: 50 A.

**Fuse2:**

Manufacturer: Bussmann Model: MV155F1DB-DC  
Size: 100 A.

**Fuse2, 3,4:**

Manufacturer: Bussmann Model: LPJ (J)  
Size: 175 A.

**อุปกรณ์ป้องกันแบบลงดิน****CB1 (GND):**

Manufacturer: SQD Model: PE-LS  
GF Pick-Up: 0.2 GFDelay: 0.1

**CB2 (GND):**

Manufacturer: SQD    Model: PE-LS

GF Pick-Up: 0.2    GFDelay: 0.1

**Relay1 (GND):**

Standard: IEEE    Curve: Very Inverse    Function: 50/51 N, G

CT Ratio: 30    Tap Setting: 6 (180A)    TDS: 1.4    Inst. Function: Off

**Relay2 (GND):**

Standard: IEEE    Curve: Very Inverse    Function: 50/51 N, G

CT Ratio: 30    Tap Setting: 20 (600A)    TDS: 0.8    Inst. Function: Off

**Relay3 (GND):**

Standard: IEEE    Curve: Very Inverse    Function: 50/51 N, G

CT Ratio: 30    Tap Setting: 0.5 (15A)    TDS: 0.2    Inst. Function: Off

**Relay4 (GND):**

Standard: IEEE    Curve: Very Inverse    Function: 50/51 N, G

CT Ratio: 30    Tap Setting: 0.5 (15A)    TDS: 0.8    Inst. Function: On (630 A.)

**Relay5 (GND):**

Standard: IEEE    Curve: Very Inverse    Function: 50/51 N, G

CT Ratio: 30    Tap Setting: 1 (30A)    TDS: 0.8    Inst. Function: On (990 A.)



## บทที่ 7

### สรุปและข้อเสนอแนะ

#### 7.1 สรุป

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอโปรแกรมสำหรับช่วยจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินโดยใช้ชื่อว่าโปรแกรม COPD ซึ่งความสามารถหลักคือการจัดความสัมพันธ์และหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินได้โดยอัตโนมัติโดยที่ไม่ทำให้เกิดการจัดความสัมพันธ์ผิดพลาด (Mis-Coordination) อีกทั้งยังสามารถหาค่ากระแสลัดวงจร ค่าช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์ ค่าพลังงานจากการอาร์ค และสามารถวาดกราฟการจัดความสัมพันธ์ได้

ซึ่งจากการทดลองใช้โปรแกรม COPD เพื่อจัดความสัมพันธ์โดยอัตโนมัติกับระบบทดสอบทั้งสามตัวอย่างที่ผ่านมา จะเห็นได้ว่าโปรแกรม COPD สามารถจัดความสัมพันธ์และหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันโดยอัตโนมัติ (Auto Coordination) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งผลจากการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันที่ได้นั้นไม่ทำให้เกิดการจัดความสัมพันธ์ผิดพลาด (Mis-coordination) และค่าพิกัดปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันก็ผ่านข้อกำหนดตามมาตรฐาน นอกจากนั้นเมื่อนำค่ากระแสลัดวงจร ค่าช่วงเวลาของการจัดความสัมพันธ์ และกราฟการจัดความสัมพันธ์ที่ได้จากโปรแกรม COPD มาเปรียบเทียบกับโปรแกรมที่มีความน่าเชื่อถือ เช่น โปรแกรม EasyPower (Demo) จะเห็นได้ว่าค่าต่างๆ ที่ได้จากโปรแกรม COPD มีความใกล้เคียงกับค่าที่ได้จากโปรแกรม EasyPower ถึง 98% ซึ่งถือว่ามีค่าความถูกต้องสูงมาก จึงสามารถนำค่าที่ได้จากโปรแกรม COPD ไปใช้ในการจัดการความสัมพันธ์จริงได้

ดังนั้นจึงกล่าวได้ว่าโปรแกรม COPD สามารถนำไปใช้เป็นโปรแกรมทางเลือกสำหรับการจัดความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินได้ ซึ่งจะช่วยให้ผู้ที่ไม่สามารถจัดหาโปรแกรมสำเร็จรูปซึ่งมีค่าลิขสิทธิ์สูง สามารถจัดความสัมพันธ์ได้รวดเร็ว และถูกต้องมากยิ่งขึ้น หรือผู้ที่มีโปรแกรมสำเร็จรูปอยู่แล้วก็สามารถนำโปรแกรม COPD ไปใช้เพื่อทำให้การจัดการความสัมพันธ์มีความรวดเร็วมากยิ่งขึ้นได้ เนื่องจากโปรแกรม COPD มีความสามารถในการหาค่าปรับตั้งและจัดความสัมพันธ์อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินได้โดยอัตโนมัติ

## 7.2 ข้อเสนอแนะ

โปรแกรม COPD ที่พัฒนาขึ้นเพื่อการจัดการความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินนี้ สามารถช่วยให้งานด้านการจัดการความสัมพันธ์มีความรวดเร็วและถูกต้องมากยิ่งขึ้น ไม่ว่าจะเป็นงานด้านการออกแบบการจัดการความสัมพันธ์ของระบบไฟฟ้าใหม่ หรืองานด้านการจัดการความสัมพันธ์ของระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงบางส่วน แต่อย่างไรก็ตามการนำโปรแกรม COPD ไปใช้ในงานจริง อาจจะต้องมีการปรับปรุงและพัฒนาเพื่อให้มีมาตรฐานเป็นที่ยอมรับมากยิ่งขึ้น

สำหรับข้อเสนอแนะในการปรับปรุงและพัฒนาโปรแกรม COPD มีดังนี้

1. เนื่องจากโปรแกรม COPD สามารถจัดการความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าแบบเรียลไทม์ได้เพียงอย่างเดียว ดังนั้นในอนาคตควรจะพัฒนาให้โปรแกรม COPD สามารถจัดการความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าที่มีความหลากหลายมากยิ่งขึ้น
2. ควรจะพัฒนาให้โปรแกรม COPD สามารถนำไปติดตั้งที่เครื่องคอมพิวเตอร์ได้โดยตรง โดยที่ไม่ต้องติดตั้งผ่านโปรแกรม MATLAB
3. การใช้งานโปรแกรม COPD ทั้งการป้อนข้อมูล การสร้างไดอะแกรมเส้นเดียว และการแสดงผล ควรจะพัฒนาให้มีรูปแบบที่มีความเป็นมาตรฐานสากล และมีความสะดวกมากยิ่งขึ้น เพื่อให้โปรแกรม COPD เป็นที่ยอมรับในวงกว้าง
4. จะต้องมีการปรับปรุงและเพิ่มเติมฐานข้อมูลของอุปกรณ์ป้องกันในโปรแกรม COPD ให้มีความครบถ้วน และหลากหลายมากยิ่งขึ้น

## รายการอ้างอิง

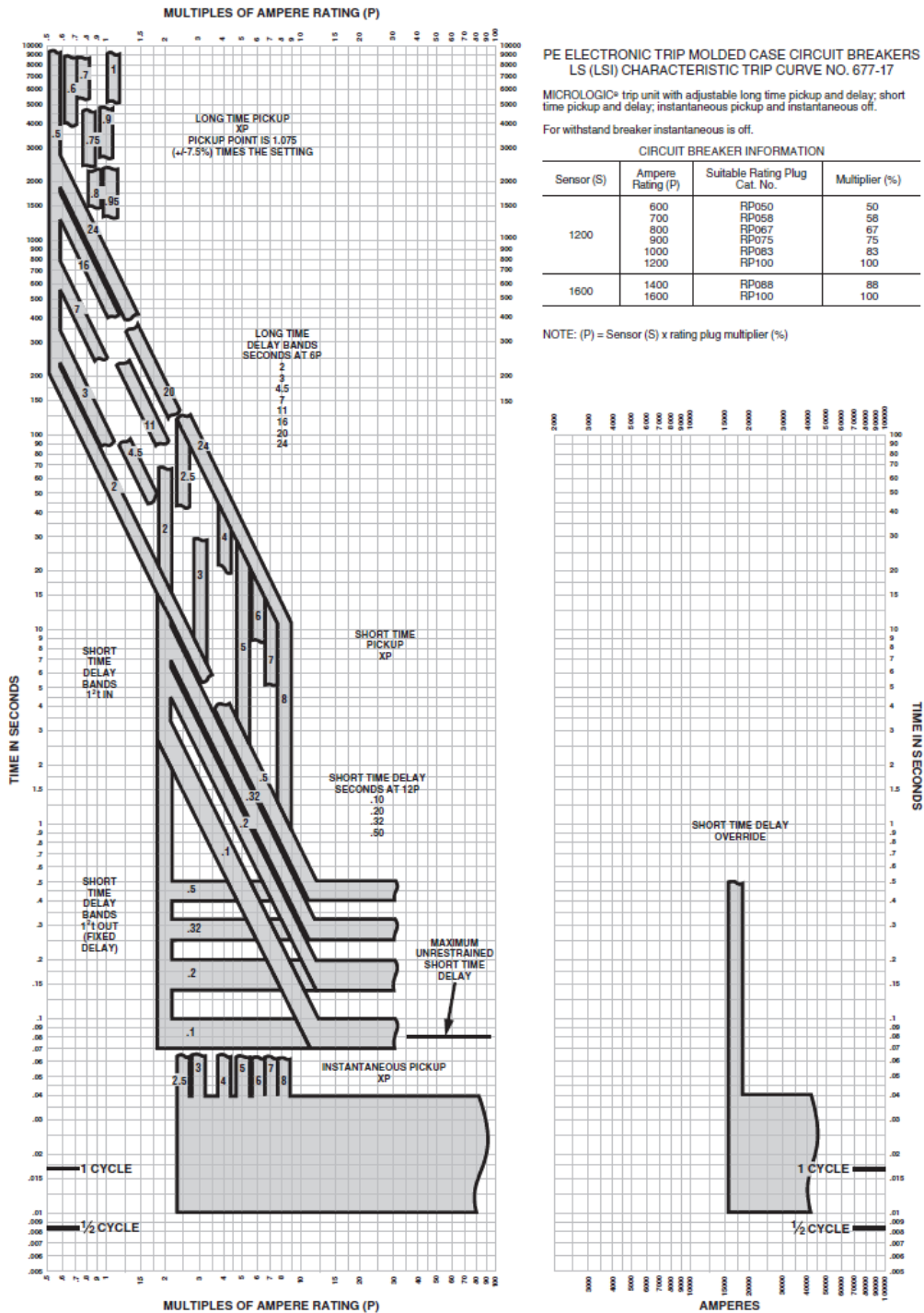
- [1] The Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System. IEEE Std 242-2001. 2001.
- [2] The Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Guide for Protective Relay Application to Distribution Line. IEEE Std C37.230-2007. 2007.
- [3] Glenn W. Stagg and Ahmed H. El-Abiad. Computer Method in Power System Analysis. Singapore: McGraw-Hill, 1968.
- [4] Hadi Saadat. Power System Analysis. New York: McGraw-Hill, 1999.
- [5] John J. Grainger and W. D. Stevenson. Power System Analysis, Singapore: McGraw-Hill, 1994.
- [6] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. การออกแบบระบบไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร: ศูนย์หนังสือจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2548.
- [7] ธนบูรณ์ ศศิภาณุเดช. การป้องกันระบบไฟฟ้ากำลัง. กรุงเทพมหานคร: ซีเอ็ดยูเคชั่น, 2538.
- [8] Leon M. Tolbert, Computer-Aided Coordination and Overcurrent Protection for Distribution System, Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference Record 1995(1995): 169-173.
- [9] The Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relay. IEEE Std C37.112-1996. 1996.
- [10] The Institute of Electrical and Electronics Engineers. IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration. IEEE Std C57.109-1993 (R2008). 2008.

ภาคผนวก

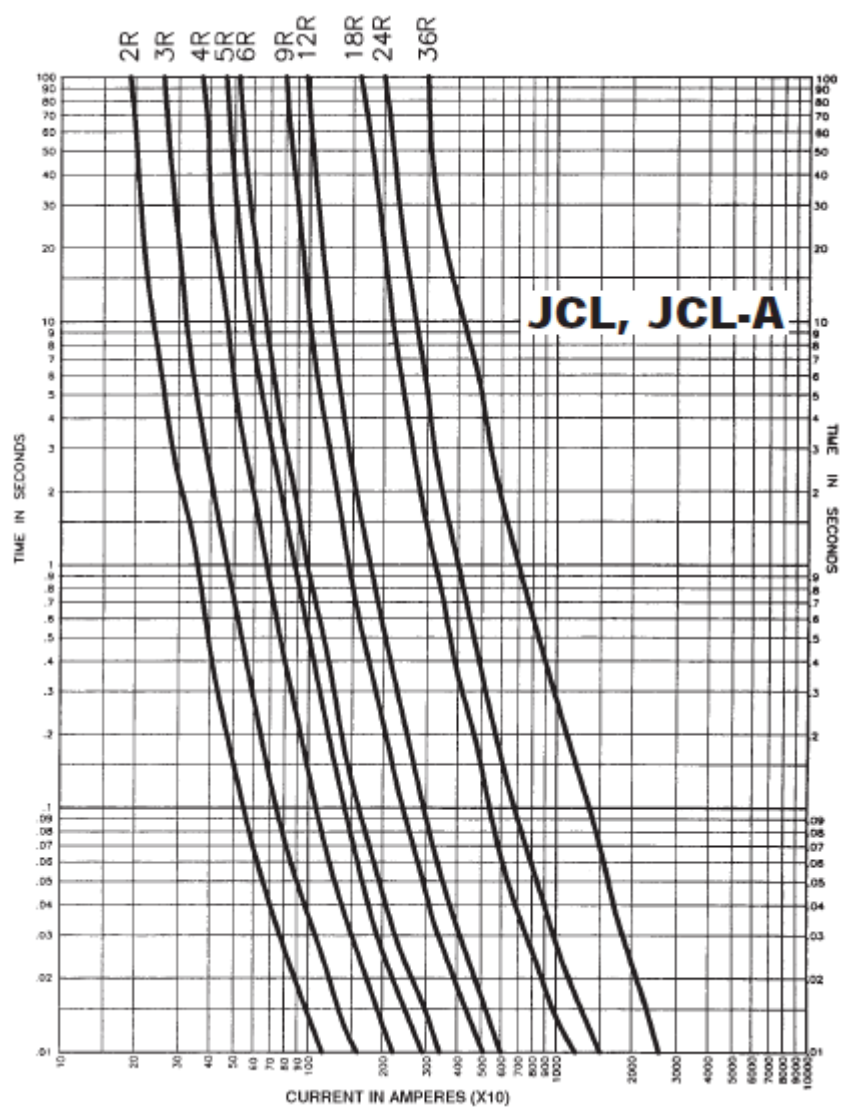
ภาคผนวก ก

กราฟคุณลักษณะเวลา-กระแสของอุปกรณ์ป้องกัน

ตัวอย่างกราฟคุณลักษณะเวลา-กระแสของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ในโปรแกรม COPD มีดังนี้



ภาพที่ ก.1 กราฟคุณลักษณะเวลา-กระแสของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงต่ำชนิด PE-LS ของ SQD



ภาพที่ ก.2 กราฟคุณลักษณะเวลา-กระแสของฟิวส์ชนิด R-Rated ของ Bussmann

## ภาคผนวก ข

## อิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้า

ตัวอย่างค่าอิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้า มีดังนี้

ตารางที่ ข.1 อิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้าเดินในท่อหรือเป็นสายเคเบิลตาม มอก.11 - 2531

ขนาดสาย (ตร.มม.)	ความต้านทาน ที่ 40 °C (มิลลิโห์ม/ม.)	ความต้านทาน ที่ 70 °C (มิลลิโห์ม/ม.)	รีแอกแตนซ์ ในท่อโลหะ (มิลลิโห์ม/ม.)	รีแอกแตนซ์ ในท่อโลหะ หรือเคเบิล (มิลลิโห์ม/ม.)
2.5	7.97763	8.82970	0.11013	0.13766
4.0	4.96320	5.49330	0.10686	0.13358
6.0	3.31594	3.67010	0.10269	0.12836
10	1.97017	2.18060	0.09988	0.12485
16	1.23807	1.37030	0.09508	0.11885
25	0.78279	0.86640	0.09464	0.1183
35	0.56469	0.62500	0.08665	0.10831
50	0.41739	0.46197	0.08722	0.10903
70	0.28999	0.32096	0.08433	0.10541
95	0.20988	0.23230	0.08345	0.10431
120	0.16739	0.18527	0.08002	0.10003
150	0.13682	0.15143	0.07969	0.09961
185	0.11075	0.12258	0.07948	0.09935
240	0.08633	0.09555	0.07788	0.09735
300	0.07004	0.07752	0.07738	0.09673
400	0.05829	0.06452	0.07658	0.09573
500	0.04863	0.05382	0.07723	0.09654

## ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายวิษณุ สุรเดชาปัญญากุล เกิดเมื่อวันที่ 18 กรกฎาคม พ.ศ. 2527 ที่จังหวัด นครราชสีมา สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะ วิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น ในปีการศึกษา 2549 และได้ศึกษาต่อในหลักสูตร วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์ มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2552 และสำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี การศึกษา 2554