ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

นางสาวโศภิต สิริโสภณวัฒนา

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2553
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON FUSE-RECLOSER COORDINATION AND DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY

Miss Sopit Sirisophonwattana

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

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 2010

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสซอร์และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
โดย	นางสาวโศภิต สิริโสภณวัฒนา
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	อาจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(อาจารย์ ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชัสอนันต์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. ประดิษฐ์ เฟื่องฟู)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โศภิต สิริโสภณวัฒนา : ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า. (IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON FUSE-RECLOSER COORDINATION AND DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อ. ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์, 117 หน้า.

การเชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบไฟฟ้า จะทำให้ค่ากระแสลัดวงจรในระบบเพิ่มมากขึ้น และจากค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นนั้นจะส่งผลต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันได้ อาทิเช่น การทำงานร่วมกันของเซอร์กิตเบรกเกอร์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับฟิวส์ และการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ เป็นต้น นอกจากนี้การเชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวยังส่งผลให้ขอบเขตการทำงานของรีเลย์ลดลงอีกด้วย อย่างไรก็ตามผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จะมีแนวโน้มเกิดขึ้นมากกว่ากรณีอื่นๆ และยังส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของช่วงระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงศึกษาและแนวทางการแก้ไขปัญหา ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาการลัดวงจรประเภทสามเฟส และหนึ่งเฟสลงดิน สำหรับแนวทางการแก้ปัญหาที่นำเสนอมีด้วยกัน 2 วิธีคือ การหาค่าขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมโดยคำนึงถึงการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ และการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน โดยระบบที่จะนำมาพิจารณาผลการทดสอบมี 2 ระบบด้วยกันคือ ระบบ RBTS BUS 2 และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต โศภิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ปีการศึกษา 2553

5270699821 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : DIGITAL FAULT RECORDER/ TWO-TERMINAL FAULT LOCATION/ AUTOMATIC FAULT ANALYSIS/ TWO-TERMINAL FAULT CLASSIFICATION/ UNSYNCHRONIZED MEASUREMENTS

SOPIT SIRISOPHONWATTANA : IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON FUSE RECLOSER COORDINATION AND DISTRIBUTION SYSTEM RELIABILITY. ADVISOR : SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 117 pp.

The installation of DG causes the increase in short circuit level of the connecting system. As a result, it can interfere with the coordination of the protective devices such as, the coordination between circuit breaker – circuit breaker, the coordination between fuse – fuse, and the coordination between fuse – recloser. In addition, the increase in short circuit level can cause the reduction of relay reaching. However, the installation of DG mostly tends to cause the interference with protection coordination. As one of the consequences, this interference, especially in the coordination between fuse – recloser, deteriorates the system reliability by increasing the interruption duration. Therefore, this thesis presents the analyses and solutions for the mentioned problem. To maintain the fuse-recloser coordination, the proposed solutions include maximizing the DG and newly setting the coordination of protective devices. The performance of the proposed method is tested in the reliability test system RBTS bus 2 and a real distribution system of Provincial Electricity Authority (PEA) of Thailand.

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Department : Electrical Engineering Student's Signature

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

Academic Year : 2010

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ต้องกราบขอบพระคุณสำหรับความช่วยเหลือเป็นอย่างดียิ่งของ อ. ดร. สรุชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้คำปรึกษา ข้อเสนอแนะ ในการทำงานวิจัย และขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ อันประกอบไปด้วย อ. ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล ผศ. ดร. ธวัชชัย เตชัสอนันต์ และ ดร. ประดิษฐ์ เฟื่องฟู ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบ และแก้ไขในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และขอบพระคุณพี่ๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ให้ความรู้ทางด้านแนวปฏิบัติ ข้อแนะนำต่างๆ และข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัวของผู้วิจัย สำหรับกำลังใจและการสนับสนุนแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอด

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ฎ

สารบัญภาพ ..... ฒ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย 3

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์ 3

1.4 ขั้นตอนการศึกษา 4

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 5

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 5

1.7 ประมวลวิทยานิพนธ์ 7

บทที่ 2 ประเภทของการลัดวงจรและการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร 9

2.1 การลัดวงจรแบบสามเฟส (Theer Phase Fault) 9

2.2 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Singel Line-to-Ground Fault) 11

2.2.1 ส่วนประกอบสมมาตร 11

2.2.2 การคำนวณกระแสลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 15

2.3 กระแสลัดวงจรจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 16

บทที่ 3 อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 18

3.1 อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 18

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน้า

3.1.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) 18
3.1.2 รีโคลสเซอร์ (Recloser) 20
3.1.3 ฟิวส์ (Fuse) 21
3.2 การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย 23
3.2.1 การหน่วงเวลา (Grading Margin) 23
3.2.2 การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ (Fuse-Recloser Coordination) 25
3.2.3 การจัดการทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ 27
บทที่ 4 ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่ออุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า 29
4.1 ผลกระทบต่อการลดขอบเขตการทำงานของรีเลย์ (Reduction of Reach) 29
4.2 ผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน (Miscoordination of Protective Devices) 30
4.2.1 รูปแบบผลกระทบที่ 1 30
4.2.2 รูปแบบผลกระทบที่ 2 30
4.2.3 รูปแบบผลกระทบที่ 3 31
4.2.4 รูปแบบผลกระทบที่ 4 32
4.2.5 รูปแบบผลกระทบที่ 5 33
4.2.6 รูปแบบผลกระทบที่ 6 33
4.3 การกำหนดเงื่อนไขจำกัดทางคณิตศาสตร์เพื่อป้องกันผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ 35
4.3.1 รูปแบบผลกระทบที่ 1 35
4.3.2 รูปแบบผลกระทบที่ 2 36
4.3.3 รูปแบบผลกระทบที่ 3 36
4.4 ขั้นตอนในการตรวจสอบการทำงานร่วมกันของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ 37
4.5 แนวทางการแก้ปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ 38

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน้า

4.5.1 การหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยคำนึงถึงการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ 38

4.5.2 การปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน 43

บทที่ 5 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 46

5.1 ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 46

5.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด (Reliability Indices at Load Point) 47

5.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าและอ้างอิงโหลด (Customer and Load Oriented Index) 49

5.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับ รีโคลสเซอร์ 50

บทที่ 6 ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ 53

6.1 ระบบทดสอบ 53

6.1.1 ระบบทดสอบ RBTS BUS 2 53

6.1.2 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 55

6.2 วิธีการทดสอบ 57

6.3 ผลการทดสอบของระบบ RBTS BUS 2 57

6.3.1 การพิจารณาลัดวงจรแบบสามเฟส 57

6.3.2 การพิจารณาลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 67

6.3.3 การแก้ปัญหาที่เกิดขึ้น 76

6.4 ผลการทดสอบระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 78

6.4.1 การพิจารณาลัดวงจรแบบสามเฟส 78

6.4.2 การพิจารณาลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 88

6.4.3 การแก้ปัญหาที่เกิดขึ้น 95

6.5 การทดสอบข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้ากับระบบทดสอบทั้งสองระบบ 100

6.5.1 ระบบ RBTS Bus 2 100

6.5.2 ระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 102

6.6 การประยุกต์ใช้วิธีการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสม 103

บทที่ 7 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 106

7.1 สรุปผลการวิจัย 106

7.2 ข้อเสนอแนะ 107

รายการอ้างอิง 109

ภาคผนวก 112

ภาคผนวก ก. ข้อมูลของระบบ RBTS Bus 2และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของกฟภ... 113

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 117

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1 อิมพิแดนซ์ของเครื่องจักรกลซิงโคนัส 14
ตารางที่ 3.1 ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC 19
ตารางที่ 3.2 ตัวคูณสำหรับฟิวส์ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า 26
ตารางที่ 3.3 ตัวคูณสำหรับฟิวส์ติดตั้งที่โหลด 26
ตารางที่ 4.1 กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์และฟิวส์ในแต่ละรูปแบบ 34
ตารางที่ 5.1 ข้อมูลของอุปกรณ์ของระบบตัวอย่าง 48
ตารางที่ 5.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบตัวอย่าง 48
ตารางที่ 6.1 ข้อมูลค่าสถิตการทำงานของอุปกรณ์ 54
ตารางที่ 6.2 ข้อมูลประเภท จำนวน และขนาดของผู้ใช้ไฟฟ้า ณ จุดโหลดต่างๆ 55
ตารางที่ 6.3 ข้อมูลความยาวของแต่ละสายป้อน 55
ตารางที่ 6.4 ข้อมูลค่าสถิตการทำงานของอุปกรณ์ของระบบดัดแปลงจากกฟภ. 56
ตารางที่ 6.5 ข้อมูลประเภท จำนวน ณ จุดโหลดต่างๆของระบบกฟภ. 56
ตารางที่ 6.6 พารามิเตอร์ต่างๆของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ของระบบ RBTS 59
ตารางที่ 6.7 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2 60
ตารางที่ 6.8 ดัชนีความเชื่อถือได้ในกรณีที่ 1 ของระบบ RBTS 60
ตารางที่ 6.9 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 2 ของระบบ RBTS 62
ตารางที่ 6.10 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2 63
ตารางที่ 6.11 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 3 ของระบบ RBTS 65
ตารางที่ 6.12 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2 66

ตารางที่ 6.13 การคำนวณค่าดัชนีพื้นฐานการลัดวงจรสามเฟสของระบบ RBTS..... 66

ตารางที่ 6.14 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีของการลัดวงจรแบบสามเฟสในระบบ RBTS 67

ตารางที่ 6.15 พารามิเตอร์ต่างๆของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ของระบบ RBTS ด้านกราวด์ 69

ตารางที่ 6.16 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2 69

ตารางที่ 6.17 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีของการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินในระบบ RBTS 70

ตารางที่ 6.18 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 2 ของระบบ RBTS 72

ตารางที่ 6.19 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2 73

ตารางที่ 6.20 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 3 ของระบบ RBTS 75

ตารางที่ 6.21 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2 76

ตารางที่ 6.22 ขนาดกำลังการผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส 76

ตารางที่ 6.23 เวลาในการทำงานของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ก่อนและหลังปรับเปลี่ยนการทำงาน.. 78

ตารางที่ 6.24 พารามิเตอร์ต่างๆของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ ของระบบดัดแปลงจากกฟภ..... 80

ตารางที่ 6.25 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค..... 80

ตารางที่ 6.26 ดัชนีความเชื่อถือได้ในกรณีที่ 1ของระบบดัดแปลงจากกฟภ. 81

ตารางที่ 6.27 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 2 ของระบบดัดแปลงจากกฟภ..... 82

ตารางที่ 6.28 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค..... 83

หน้า

ตารางที่ 6.29 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 3 ของระบบดัดแปลงจากกฟภ. 85

ตารางที่ 6.30 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 85

ตารางที่ 6.31 การคำนวณค่าดัชนีพื้นฐานการลัดวงจรแบบสามเฟสของระบบดัดแปลงจากกฟภ. 86

ตารางที่ 6.32 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีของการลัดวงจรสามเฟสในระบบดัดแปลงจากกฟภ. 87

ตารางที่ 6.33 พารามิเตอร์ต่างๆของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ของระบบดัดแปลงจากกฟภ. 89

ตารางที่ 6.34 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 89

ตารางที่ 6.35 ดัชนีความเชื่อถือได้ในกรณีที่ 1ของระบบดัดแปลงจากกฟภ. 90

ตารางที่ 6.36 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 2 ของระบบดัดแปลงจากกฟภ. 91

ตารางที่ 6.37 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 92

ตารางที่ 6.38 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 3 ของระบบดัดแปลงจากกฟภ. 93

ตารางที่ 6.39 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 94

ตารางที่ 6.40 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีของการลัดวงจรหนึ่งเฟสในระบบดัดแปลงจากกฟภ. 95

ตารางที่ 6.41 ขนาดกำลังการผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส 96

ตารางที่ 6.42 ขนาดกำลังการผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 96

ตารางที่ 6.43 เวลาในการทำงานของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ก่อนและหลังปรับเปลี่ยนการทำงาน.. 98

ตารางที่ 6.44 เวลาในการทำงานของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ก่อนและหลังปรับเปลี่ยนการทำงาน 100

หน้า

ตารางที่ 6.45 สรุปผลการทดสอบค่าร้อยละต่างๆ ของระบบ RBTS Bus 2 102
ตารางที่ 6.46 สรุปผลการทดสอบค่าร้อยละต่างๆ ของระบบดัดแปลงจากระบบกฟภ. 102
ตารางที่ 6.47 ขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสม ณ ตำแหน่งต่างๆ ของระบบ RBTS 104
ตารางที่ 6.48 ขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสม ณ ตำแหน่งต่างๆ ของระบบดัดแปลงจากกฟภ..... 104

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญภาพ

หน้า

รูปที่ 2.1 การลัดวงจรแบบสามเฟส 9
รูปที่ 2.2 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 11
รูปที่ 2.3 ส่วนประกอบสมมาตรของระบบ 3 เฟส 12
รูปที่ 2.4 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของหม้อแปลง 14
รูปที่ 2.5 วงจรสมมูลขณะเกิดการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 15
รูปที่ 3.1 คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์แต่ละชนิด 20
รูปที่ 3.2 คุณลักษณะของรีโคลสเซอร์ 21
รูปที่ 3.3 คุณลักษณะของฟิวส์ชนิด K 22
รูปที่ 3.4 การทำงานร่วมกันของฟิวส์ที่สถานีไฟฟ้ากับรีโคลสเซอร์ 25
รูปที่ 3.5 การทำงานร่วมกันของฟิวส์ที่โหลดกับรีโคลสเซอร์ 27
รูปที่ 3.6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไป 27
รูปที่ 3.7 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ 28
รูปที่ 4.1 การลดขอบเขตการทำงานของรีเลย์ 29
รูปที่ 4.2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโครสเซอร์ 30
รูปที่ 4.3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโครสเซอร์ 31
รูปที่ 4.4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหน้ารีโคลสเซอร์และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโครสเซอร์ 31
รูปที่ 4.5 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหน้ารีโคลสเซอร์และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโครสเซอร์ 32
รูปที่ 4.6 การเกิดการลัดวงจรคนละสายป้อนกับที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 33
รูปที่ 4.7 การทำงานร่วมกันผิดพลาดของฟิวส์กับฟิวส์ 33

หน้า

รูปที่ 4.8 การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ในรูปแบบผลกระทบที่ 1 36

รูปที่ 4.9 กระบวนการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว 42

รูปที่ 4.10 กระบวนการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน 45

รูปที่ 5.1 ตัวอย่างระบบแบบเรเดียล 3 จุดโหลด 48

รูปที่ 5.2 ตำแหน่งการวิเคราะห์การลัดวงจร 52

รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบ RBTS BUS 2 54

รูปที่ 6.2 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 56

รูปที่ 6.3 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์บนสายป้อนที่ 1 59

รูปที่ 6.4 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์บนสายป้อนที่ 1 68

รูปที่ 6.5 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์หลังทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสซอร์ โดยพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส 77

รูปที่ 6.6 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ 79

รูปที่ 6.7 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์บนสายป้อนที่ 1 88

รูปที่ 6.8 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์หลังทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสซอร์ โดยพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส 98

รูปที่ 6.9 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์หลังทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสซอร์ โดยพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน 99

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

จากความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบันและมีแนวโน้มจะเพิ่มขึ้นไปอีกในอนาคต ดังนั้นเพื่อที่จะตอบสนองความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจึงต้องมีการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตามในปัจจุบันการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เป็นไปได้ยาก และยังส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม อีกทั้งต้องใช้เงินลงทุนค่อนข้างสูงในการสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละโรง อีกทั้งในปัจจุบันกระทรวงพลังงานได้มีการส่งเสริมให้มีการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น โดยการออกแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551-2565 [1] เพื่อเป็นการลดการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจึงถูกนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในปัจจุบันและมีแนวโน้มจะเพิ่มขึ้นอีกในอนาคต

การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation : DG) โดยปกติจะมีขนาดเล็กจะมีขนาดไม่ใหญ่มากนัก แต่ไม่ได้มีข้อจำกัดที่แน่นอนว่ามีขนาดไม่เกินเท่าไร อาจมีขนาดจากระดับกิโลวัตต์จนถึงระดับเมกะวัตต์ โดยแหล่งพลังงานส่วนใหญ่ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว คือ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำขนาดเล็ก พลังงานขยะ ก๊าซชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น โดยแหล่งพลังงานจำพวก ก๊าซชีวมวล ก๊าซชีวภาพนั้น ได้มาจากอุตสาหกรรม โดยเป็นเศษเหลือของอุตสาหกรรมเกษตร นอกจากนั้นยังเป็นแหล่งพลังงานสะอาด อีกทั้งเป็นแหล่งพลังงานที่นำมาใช้ได้อย่างไม่รู้จักหมดสิ้น เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และจากงานวิจัยหลายบทความได้กล่าวถึงประโยชน์อีกมากของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวดังนี้ [2-5]

1) รักษาระดับแรงดันให้มีเสถียรภาพ และทำให้คุณภาพของกำลังไฟฟ้าดีขึ้น
2) ลดค่ากำลังสูญเสียในสายส่ง
3) ยืดอายุเวลาในการลงทุนพัฒนาหรือการเพิ่มสายส่งของระบบจำหน่าย
4) เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสำรองกรณีที่แหล่งผลิตไฟฟ้าหลักเกิดความขัดข้อง
5) ทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบดีขึ้น

อย่างไรก็ตามเมื่อทำการเชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ามาในระบบ นอกจากจะก่อประโยชน์แล้วก็ยังส่งผลกระทบทางลบต่อระบบไฟฟ้าเช่นกัน ดังนี้ [2-5]

1) เกิดแรงดันกระพริบ ในขณะเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2) เกิดกระแสฮาร์โมนิกจากอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์

3) เกิดการแยกตัวเป็นอิสระขณะเกิดลัดวงจรได้

4) หลังจากเกิดการแยกตัวเป็นอิสระ เมื่ออุปกรณ์ป้องกันทำการเชื่อมต่อวงจรกลับเข้ามาอีกทั้ง อาจเกิดการไม่ตรงเฟสขึ้นได้

5) การเพิ่มขึ้นของกระแสลัดวงจร ซึ่งจะส่งผลถึงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

จากการเพิ่มขึ้นของกระแสลัดวงจร อาจทำให้เกิดการทำงานที่ผิดพลาดขึ้นได้ของอุปกรณ์ป้องกัน ทำให้เกิดความเสียหายกับอุปกรณ์บางตัวในระบบ อีกทั้งส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบอีกด้วย โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสนใจปัญหาเฉพาะการเพิ่มขึ้นของกระแสลัดวงจรเท่านั้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นชนิดเรเดียล (Radial distribution system) ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจะไหลจากสถานีไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า อย่างไรก็ตามเมื่อมีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่อเข้ามาในระบบ จะทำให้ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าเปลี่ยนไป เมื่อเกิดลัดวงจรขึ้นในระบบ บางกรณีจะเกิดกระแสไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมายังจุดเกิดลัดวงจร ซึ่งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายโดยส่วนใหญ่จะเป็นแบบไม่กำหนดทิศทาง ถ้ากระแสไหลย้อนที่เกิดขึ้นมากพอที่จะทำให้อุปกรณ์ป้องกันทำงาน จะส่งผลให้อุปกรณ์ตัวนั้นทำงานโดยไม่จำเป็น เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้อยู่ในบริเวณที่เกิดลัดวงจรได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับ นอกจากนั้นการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวยังส่งผลให้กระแสลัดวงจรเพิ่มขึ้นดังที่กล่าวไว้ข้างต้น และจากกระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นทำให้ช่วงการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์เปลี่ยนแปลงไป อาจจะทำให้ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ผิดพลาดไปได้ และจากการทำงานที่ผิดพลาดนี้จะส่งผลกระทบถึงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอีกด้วย

ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายจะมีด้วยกันหลายกรณี เช่น ส่งผลให้ขอบเขตการทำงานของรีเลย์ลดลง การทำงานร่วมกันของเซอร์กิตเบรกเกอร์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ผิดพลาด การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับฟิวส์ผิดพลาด และการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ผิดพลาด เป็นต้น และจากตามมาตรฐาน IEEE 1547-2008 [6] ที่กำหนดว่าเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบ หรือที่ตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเอง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องทำการตัดตัวเองออกจากระบบโดยทันที ดังนั้นระบบจะกลับเข้าสู่สถานะที่ยังไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจึงไม่เปลี่ยนแปลงไป อย่างไรก็ดีไม่สามารถที่จะทราบแน่ชัดได้ว่า

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะถูกตัดออกจากระบบเร็วกว่าที่อุปกรณ์ป้องกันตัวอื่นในระบบจะทำงาน [7]

จากปัญหาต่างๆของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกพิจารณาผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ทั้งนี้เนื่องจากกรณีนี้มีแน้วโน้มที่จะเกิดขึ้นบ่อยมากที่สุด ซึ่งจากความผิดพลาดดังกล่าวจะทำให้การลัดวงจรแบบชั่วคราวเปลี่ยนเป็นการลัดวงจรแบบถาวร อย่างไรก็ตามการลัดวงจรแบบชั่วคราวเกิดขึ้นประมาณ ร้อยละ 80 ถึง 95 ของการเกิดลัดวงจรในระบบจำหน่าย นอกจากนี้จะได้ศึกษาผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าอีกด้วย โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอแนวทางแก้ปัญหาจากผลกระทบดังกล่าวสองวิธี คือ การหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมโดยพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ และการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน โดยมีระบบเพื่อใช้ในการทดสอบ 2 ระบบ คือ ระบบ RBTS BUS 2 และระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

วัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้มีดังต่อไปนี้

1. ศึกษาผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2. พัฒนาโปรแกรมตรวจสอบการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์หลังทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
3. กำหนดแนวทางในการปรับปรุงเพื่อรักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์อย่างถูกต้อง
4. พัฒนาโปรแกรมการคำนวณขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

ขอบเขตในการทำวิจัยมีดังต่อไปนี้

1. พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล

2. อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังที่พิจารณา ประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ โดยการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเป็นไปตามหลักการทั่วไปของระบบป้องกันสำหรับระบบจำหน่ายแบบเรเดียล
3. พิจารณาผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ เฉพาะฟิวส์กับรีโคลสเซอร์บนสายป้อนเส้นเดียวกันเท่านั้น
4. พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเป็นแบบ 3 เฟสสมดุล และทำงานในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state)
5. พิจารณาเลือกใช้มาตรฐานคุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกันตามมาตรฐาน (International Electrotechnical Commission: IEC)
6. พิจารณากราฟคุณลักษณะของเซอร์กิจเบรกเกอร์แบบ Extremely Inverse (EI) และรีโคลสเซอร์เป็นแบบ Standard Inverse (SI)
7. พิจารณาลักษณะการต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบเดลต้าวายกราว (Dyn) และพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเป็นแบบซิงโครนัส (Synchronous Generator)
8. พิจารณาค่าอิมพีแดนซ์ของการลัดวงจรมีค่าเท่ากับศูนย์

1.4 ขั้นตอนการศึกษา

ในการทำการวิจัย มีขั้นตอนและวิธีการในการดำเนินงานวิจัยดังนี้

1. ศึกษาผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2. ศึกษาหลักการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแต่ละชนิดที่พิจารณา และหลักการพื้นฐานการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน
3. ศึกษาการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบเมื่อเกิดการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน
4. ศึกษาแนวทางในการรักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์หลังทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว
5. กำหนดแนวทางในการปรับปรุงเพื่อรักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์

6. ศึกษาหลักการการแก้ปัญหาค่าความเหมาะเพื่อนำมาประยุกต์ใช้กับรูปแบบปัญหาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และศึกษาวิธีการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรักษาการทำงานร่วมกันที่ถูกต้อง
7. กำหนดรูปแบบของปัญหาการหาค่าเหมาะสมโดยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ ขนาดกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งรวมถึงการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ภายใต้เงื่อนไขจำกัด
8. พัฒนาโปรแกรมที่จะนำมาใช้ในการคำนวณหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยคำนึงถึงลำดับการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันที่ถูกต้อง
9. วิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้นและทำการปรับเปลี่ยนค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
10. ทดสอบสมรรถนะ และความถูกต้องของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นกับระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
11. วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย
12. ปรับปรุงโปรแกรมเพื่อให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น
13. เรียบเรียงผลการวิจัยและจัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. การประเมินผลกระทบที่เกิดขึ้นหลังจากทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบ
2. แนวทางในการปรับปรุงและแก้ไขเพื่อให้การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ถูกต้อง และคงความเชื่อถือได้ของระบบ
3. โปรแกรมคำนวณขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เพื่อใช้เป็นแนวทางในการปรับปรุงแก้ไข รวมถึงการนำไปวิเคราะห์วางแผนในการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องจะประกอบด้วย

บทความเรื่อง Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System [8] แต่งโดย Adly Girgis และ Sukumar Brahma จะเป็นการบรรยายเกี่ยวกับผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย โดยเป็นการกล่าวถึงสาเหตุเพราะเหตุใดการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวถึงก่อให้เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆในระบบ รวมถึงการแสดงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว นอกจากนี้ยังมีงานวิจัยอื่นๆ ที่เป็นการอธิบายถึงการเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว อาทิเช่น Impact of Distributed Generators on Protective Devices in Radial Distribution Systems [2] แต่งโดย Karen L., Butler-Purry and Matthew Marotti บทความเรื่อง Impact of Distributed Generation on Distribution Protection and Power Quality [9] แต่งโดย Juan A., Martinez and Jacinto Martin-Amedo เป็นต้น งานวิจัยข้างต้นที่กล่าวถึงไปนี้จะเป็นการบรรยายโดยไม่มีการแสดงผลออกมาเป็นตัวเลขเพื่อแสดงถึงปัญหาที่เกิดขึ้น อีกทั้งไม่ได้มีการพิจารณาความเชื่อถือได้เมื่อเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดและไม่ได้นำเสนอวิธีแก้ปัญหาของการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องถัดมาคือ Maintaining the recloser-fuse coordination in distribution systems in presence of DG by determining DG's size [10] แต่งโดย S. A. A. Shahriari, M. Abapour, Yazdian and M. R. Haghifam งานวิจัยเรื่องนี้จะเป็นการพูดถึงการหาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่รักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ อย่างไรก็ตามในงานวิจัยนี้ไม่ได้สนใจเงื่อนไขอื่นๆ ของระบบ อาทิเช่น ค่าจำกัดกำลังการไหลในสายส่ง การไหลของกำลังไฟฟ้า และค่าแรงดันของระบบ เป็นต้น อย่างไรก็ดีในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอวิธีแก้ปัญหาโดยการคำนวณหาขนาดสูงสุดที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาเงื่อนไขต่างๆ ของระบบด้วย

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องถัดมาคือ Prevention of reliability degradation from recloser – fuse miscoordination due to distributed generation [7] แต่งโดย Surachai Chaitusaney and Akihiko Yokoyama งานวิจัยเรื่องนี้กล่าวถึงการป้องกันความเชื่อถือได้ของระบบที่แย่ลงเนื่องจากการเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของรีโคลสเซอร์กับฟิวส์ โดยจำกัดขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว อย่างไรก็ตามกรณีของการเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของรีโคลสเซอร์กับฟิวส์นั้นที่เป็นเงื่อนไขของการหาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว นั้นไม่ครอบคลุมถึงกรณีที่เกิดกระแสไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมายังจุดเกิดลัดวงจรหน้ารีโคลสเซอร์

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องถัดมาคือ การหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยคำนึงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันด้วยขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม [11] วิจัยโดย นางสาวสิริภา จุลกาญจน์ งานวิจัยเรื่องนี้จะเป็นการหาขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสมโดยใช้ขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม โดยมีฟังชันก์จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้จะเป็นการหาค่ากำลังสูญเสียน้อยที่สุด อย่างไรก็ดีในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ฟังชันก์จุดประสงค์เป็นขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่ยังคงรักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องเรื่องสุดท้ายคือ ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกันและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง [12] โดย นายภรต อินทรเทศ ในงานวิจัยนี้จะพิจารณาการลัดวงจรทั้งเป็นแบบสามเฟสและหนึ่งเฟสลงดิน อย่างไรก็ตามในงานวิจัยนี้เสนอเพียงการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว อย่างไรก็ดีในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีวิธีการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมรวมอยู่ด้วย

1.7 ประมวลวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอได้ถูกจัดเรียงลำดับตามความเหมาะสมในแต่ละบทเป็นดังต่อไปนี้

บทที่ 1 บทนำ: กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ รวมไปถึงงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

บทที่ 2 กล่าวถึง ประเภทของการลัดวงจร ซึ่งจะกล่าวถึง 2 ประเภท คือ การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three Phase Fault) กับการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single Line-to-Ground Fault) และการคำนวณหากระแสลัดวงจรประเภทต่างๆ

บทที่ 3 อุปกรณ์ป้องกันของระบบจำหน่าย จะกล่าวถึงรายละเอียดของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชนิดในระบบจำหน่าย รวมถึงวิธีการกำหนดการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์แต่ละชนิด

บทที่ 4 ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่ออุปกรณ์ป้องกัน จะกล่าวถึงผลกระทบต่างๆต่ออุปกรณ์ป้องกันในแต่ละรูปแบบ ที่มีความเป็นไปได้ในการเกิดปัญหา รวมทั้งยังกล่าวถึงการกำหนดสมการทางคณิตศาสตร์เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลกระทบดังกล่าวขึ้น และสุดท้ายจะเป็นการกล่าวถึงแนวทางที่ใช้ในการแก้ปัญหาดังกล่าวที่วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอ

บทที่ 5 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า กล่าวถึงวิธีการที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย รวมทั้งวิธีการประเมินความเชื่อถือได้กรณีที่เกิดการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ผิดพลาด

บทที่ 6 ผลการทดสอบและวิเคราะห์ผล จากหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องจะถูกนำมาประยุกต์ใช้และนำมาทดสอบกับระบบทดสอบ 2 ระบบ และนำเสนอผลในบทนี้ และการนำข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้ไปข้อกำหนดมาทดสอบกับระบบทั้งสองอีกด้วย

บทที่ 7 จะเป็นกล่าวถึงข้อสรุปผลการทดสอบและข้อเสนอแนะต่างๆ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

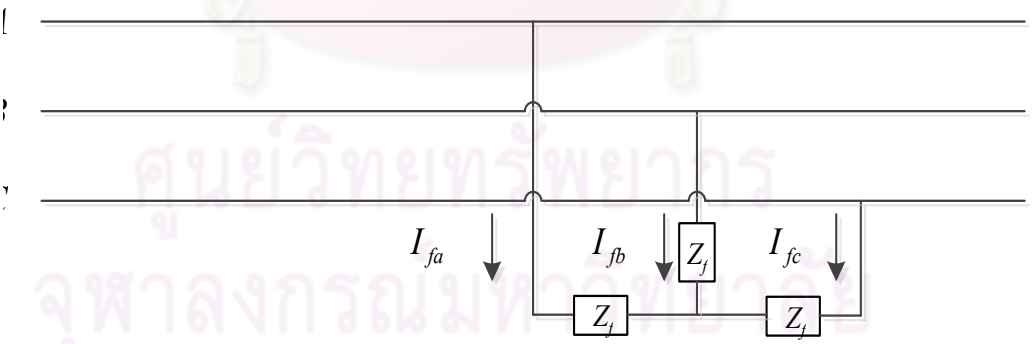
บทที่ 2

ประเภทของการลัดวงจรและการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร

ประเภทของการลัดวงจรสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ประเภท คือ การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault) การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line-to-ground fault) การลัดวงจรแบบเฟส-เฟส (Line-to-line fault) และการลัดวงจรแบบเฟส-เฟส-ดิน (Double line-to-ground fault) อย่างไรก็ดีในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจาณาการลัดวงจรแค่ 2 ประเภท คือ การลัดวงจรแบบสามเฟส และ การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน ดังนั้นในบทนี้จะกล่าวรายละเอียดของประเภทและการคำนวณกระแสลัดวงจรเพียง 2 ประเภทการลัดวงจรเท่านั้น โดยการลัดวงจรแบบสามเฟสจะมีรายละเอียดแสดงในหัวข้อที่ 2.1 และการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน จะมีรายละเอียดแสดงในหัวข้อที่ 2.2

2.1 การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three Phase Fault) [13]

การลัดวงจรแบบสามเฟส นี้เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำทั้ง 3 เฟส เกิดการลัดวงจรพร้อมกัน โดยการลัดวงจรแบบสามเฟส นั้นเกิดขึ้นน้อยที่สุดเมื่อเทียบกับการลัดวงจรประเภทอื่น (5% ของการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า) อย่างไรก็ตามความรุนแรงหรือขนาดของกระแสของลัดวงจรดังกล่าวจะมีมากที่สุด ภาพการลัดวงจรแบบสามเฟส แสดงได้รูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 การลัดวงจรแบบสามเฟส

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบ จะทำให้เกิดกระแสลัดวงจรซึ่งมักจะมีค่าสูงกว่ากระแสโหลดหลายเท่า สำหรับการคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรนี้ เพื่อนำไปเลือกพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันและนำไปตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า สำหรับการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรจะใช้วิธีการคำนวณแบบอิมพีแดนซ์เมทริกซ์ เพื่อนำมาประยุกต์ใช้ในการคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์ วิธีการดังกล่าวนี้อาศัยหลักการของเทวินินในการคำนวณ โดยที่ต้องมีการจัดรูปแบบให้อยู่ในรูปที่คอมพิวเตอร์สามารถคำนวณได้ นั้นคือรูปของเมทริกซ์ (Matrix) ซึ่งมีอยู่หลายรูปแบบ อย่างไรก็ตามโดยส่วนมากที่นิยมใช้คือจัดอยู่ในรูปของ อิมพีแดนซ์เมทริกซ์ (Z_{bus}) โดยค่ากระแสลัดวงจรแบบสามเฟสสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.1) โดยค่าแรงดันระหว่างเกิดการลัดวงจรที่บัสเกิดการลัดวงจรคำนวณได้จากสมการที่ (2.2) และค่าแรงดันระหว่างเกิดการลัดวงจรที่บัสใดๆคำนวณได้จากสมการที่(2.1)-(2.3) สำหรับค่ากระแสที่ไหลในแต่สายสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.4)

$$I_k(F) = \frac{V_k(0)}{Z_{kk} + Z_f} \tag{2.1}$$

$$V_k(F) = V_k(0) - Z_{kk} I_k(F) \tag{2.2}$$

$$V_i(F) = V_i(0) - Z_{ik} I_k(F) \tag{2.3}$$

$$I_{ij}(F) = \frac{V_i(F) - V_j(F)}{z_{ij}} \tag{2.4}$$

โดย

k คือ บัสที่เกิดการลัดวงจร

$V_k(0)$ คือ ค่าแรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่บัสเกิดการลัดวงจร

$V_i(F)$ คือ ค่าแรงดันระหว่างเกิดการลัดวงจรที่ i

$V_j(F)$ คือ ค่าแรงดันระหว่างเกิดการลัดวงจรที่ j

$I_k(F)$ คือ กระแสลัดวงจรที่บัสเกิดการลัดวงจร

Z_{kk} คือ อิมพีแดนซ์เมทริกซ์ของบัสที่เกิดการลัดวงจร

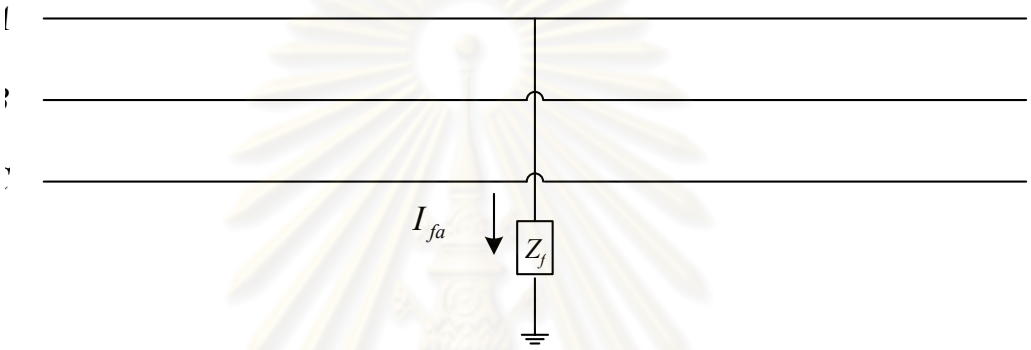
Z_f คือ อิมพีแดนซ์ของการลัดวงจร

Z_{ij} คือ อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ระหว่างบัส i กับ j

z_{ij} คือ อิมพีแดนซ์ของสาย i-j

2.2 **การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน** (Single Line-to-Ground Fault) [13]

การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน เกิดจากการที่สายไฟเฟสใดเฟสหนึ่งเกิดการลัดวงจรลงดินแสดงได้ตามรูปที่ 2.2 ซึ่งการลัดวงจรดังกล่าวนี้เกิดขึ้นมากที่สุดในระบบไฟฟ้ากำลัง (70%-80% ของการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า) อย่างไรก็ดีขนาดของกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นจะมีค่าน้อยเมื่อเทียบกับการลัดวงจรแบบสามเฟส ยกเว้นในบางกรณี เช่น เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บริเวณใกล้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินอาจมีขนาดกระแสลัดวงจรที่มากกว่าการลัดวงจรแบบสามเฟสได้



รูปที่ 2.2 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

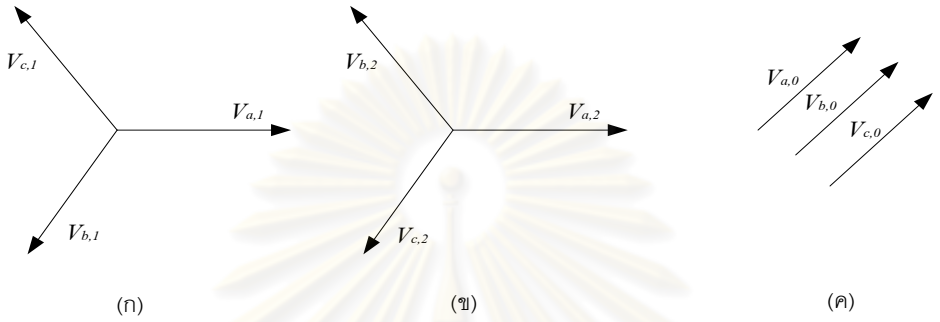
การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินจะเป็นการลัดวงจรแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical fault) ซึ่งการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรจะคำนวณได้ยากกว่าการลัดวงจรแบบสามเฟส ดังนั้นเพื่อให้ง่ายต่อการคำนวณจึงใช้ส่วนประกอบสมมาตรเพื่อแปลงให้อยู่ในระบบส่วนประกอบอันดับ ดังนั้นก่อนที่จะอธิบายถึงวิธีการคำนวณกระแสลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน จึงขออธิบายรายละเอียดของส่วนประกอบสมมาตรดังต่อไปนี้

2.2.1 **ส่วนประกอบสมมาตร**

ส่วนประกอบสมมาตรจะประกอบด้วยส่วนประกอบอันดับ 3 อันดับคือ

1. ส่วนประกอบอันดับบวก (Positive-Sequence Components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์สมดุล 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมระหว่างเฟสต่างกัน 120 องศา โดยมีลำดับเฟส เป็น abc ดังรูปที่ 2.3 (ก)

2. ส่วนประกอบอันดับลบ (Negative-Sequence Components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์สมดุล 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันและมีมุมระหว่างเฟสต่างกัน 120 องศา โดยมีลำดับเฟส เป็น acb ดังรูปที่ 2.3 (ข)
3. ส่วนประกอบอันดับศูนย์ (Zero-Sequence Components) ประกอบด้วยเฟสเซอร์สมดุล 3 เฟส ที่มีขนาดเท่ากันและมุมเท่ากัน ดังรูปที่ 2.3 (ค)



รูปที่ 2.3 ส่วนประกอบสมมาตรของระบบ 3 เฟส

เมื่อพิจารณาค่ากระแสในระบบสามเฟสให้อยู่ในรูปส่วนประกอบแต่ละลำดับในส่วนประกอบสมมาตรจะได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_b^0 + I_b^1 + I_b^2 \\ I_c &= I_c^0 + I_c^1 + I_c^2 \end{aligned} \tag{2.5}$$

จากสมการที่ (2.5) ทำการจัดรูปให้ทุกเทอมอยู่ในรูปของส่วนประกอบของเฟสเซอร์ a ทั้งหมด จะได้ดังสมการที่ (2.6) โดยกำหนดให้ค่าพารามิเตอร์ $a = 1\angle 120^\circ$

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^0 + I_a^1 + I_a^2 \\ I_b &= I_a^0 + a^2 I_a^1 + a I_a^2 \\ I_c &= I_a^0 + a I_a^1 + a^2 I_a^2 \end{aligned} \tag{2.6}$$

เมื่อทำการจัดให้อยู่ในรูปของเมทริกซ์จะได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} \tag{2.7}$$

หรือ

$$I^{abc} = AI_a^{012} \tag{2.8}$$

นอกจากนี้ยังสามารถจัดรูปสมการเพื่อหาส่วนประกอบลำดับต่างๆ ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{2.9}$$

หรือ

$$I_a^{012} = A^{-1}I^{abc} \tag{2.10}$$

โดย

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \text{ และ } A^{-1} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

อิมพีแดนซ์ส่วนประกอบลำดับ [13-15]

1) อิมพีแดนซ์ส่วนประกอบลำดับของสายส่ง

อิมพีแดนซ์ส่วนประกอบลำดับของสายบนดิน สำหรับสายวงจรเดียว (Single-circuit line) อัตราส่วนของอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ต่ออิมพีแดนซ์ลำดับบวกเท่ากับ 2 เมื่อไม่มีสายดิน และ 3.5 เมื่อมีสายดิน สำหรับสายวงจรคู่ (Double circuit line) อัตราส่วนของอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ต่ออิมพีแดนซ์ลำดับบวกเท่ากับ 5.5 สำหรับสายใต้ดิน อัตราส่วนของอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ต่ออิมพีแดนซ์ลำดับบวกเท่ากับ 1-1.25 (สายแกนเดียว) และ3-5 (สายสามแกน)

2) อิมพีแดนซ์ส่วนประกอบลำดับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

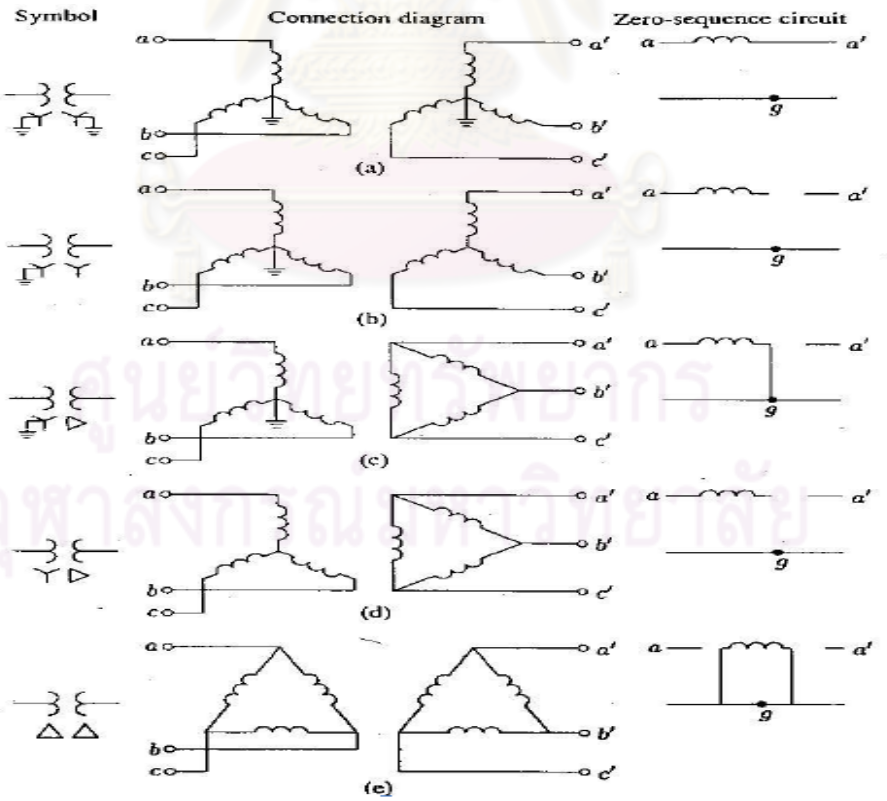
สำหรับการศึกษาการลัดวงจรส่วนใหญ่จะพิจารณาเฉพาะค่าอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีด้วยกันสามค่าคือ ซับทรานเซียนต์ (Subtransient) ทรานเซียนต์ (Transient) และซิงโคนัส (Synchronous) หรือ สถานะอยู่ตัว (Steady state) สำหรับค่าอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละชนิดแสดงได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 อิมพีแดนซ์ของเครื่องจักรกลซิงโครนัส

Type of Machine		x_d''(PU)	x_d'(PU)	x_d(PU)	x_2(PU)	x_0(PU)
Turbine	2 pole	0.09	0.15	1.2	0.09	0.03
Generator	4 pole	0.14	0.22	1.7	0.14	0.07
Silent Pole	with dampers	0.2	0.3	1.25	0.2	0.18
Generator	without dampers	0.28	0.3	1.2	0.35	0.12

3) อิมพีแดนซ์ส่วนประกอบลำดับของหม้อแปลง

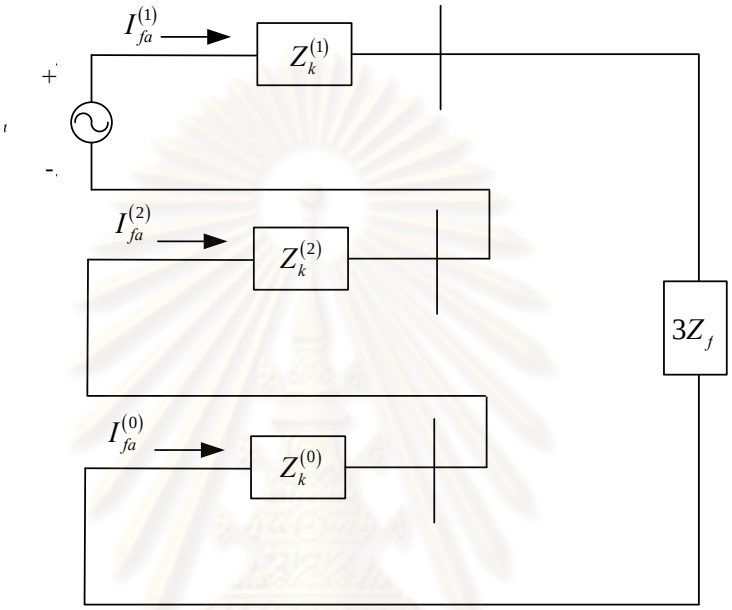
หม้อแปลงจะถูกจำลองด้วยค่าอิมพีแดนซ์ของการรั่วไหล ซึ่งค่าอิมพีแดนซ์ดังกล่าวจะเปลี่ยนเมื่อลำดับเฟสเกิดการเปลี่ยนแปลงไป ดังนั้นค่าอิมพีแดนซ์ลำดับบวกและลำดับลบของหม้อแปลงจะมีค่าเดียวกัน อย่างไรก็ตามอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของหม้อแปลงจะขึ้นอยู่กับการต่อขดลวดของหม้อแปลง โดยวงจรสมมูลลำดับศูนย์ของหม้อแปลงในแต่ละรูปแบบแสดงได้รูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 วงจรสมมูลลำดับศูนย์ของหม้อแปลง

2.2.2 การคำนวณกระแสลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน [13]

เมื่อทราบถึงส่วนประกอบลำดับต่างๆ จากหัวข้อข้างต้นแล้ว ในส่วนของหัวข้อนี้จะเป็นการกล่าวถึงการคำนวณกระแสลัดวงจรโดยการใช้ส่วนประกอบลำดับในการคำนวณ โดยกำหนดให้เกิดการลัดวงจรที่เฟส a ตามรูปที่ 2.2 และมีวงจรสมมูลขณะเกิดการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินตามรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 วงจรสมมูลขณะเกิดการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

จากรูปที่ 2.5 ค่ากระแสลัดวงจรในส่วนประกอบลำดับสามารถหาได้ตามสมการต่อไปนี้

$$I_a^0(F) = \frac{E_a}{Z_k^0 + Z_k^1 + Z_k^2 + 3Z_f} \tag{2.11}$$

และค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้าสามเฟสสามารถหาได้ตามสมการต่อไปนี้

$$I_a(F) = 3I_a^0 = \frac{3E_a}{Z_k^0 + Z_k^1 + Z_k^2 + 3Z_f} \tag{2.12}$$

สำหรับค่าแรงดันแต่ละบัสระหว่างเกิดการลัดวงจรในส่วนประกอบลำดับหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$\begin{aligned} V_i^0(F) &= 0 - Z_{ik}^0 I_k^0 \\ V_i^1(F) &= V_i^1(0) - Z_{ik}^1 I_k^1 \\ V_i^2(F) &= 0 - Z_{ik}^2 I_k^2 \end{aligned} \tag{2.13}$$

โดยที่ $V_i^1(0) = V_i\ (0)$ คือค่าแรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่บัส *i*

ค่าแรงดันระหว่างเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้าสามเฟสสามารถหาได้ตามสมการต่อไปนี้

$$V_i^{abc} = AV_i^{012} \tag{2.14}$$

สำหรับค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลในสาย *i* ไป *j* ในส่วนประกอบลำดับหาได้ตามสมการต่อไปนี้

$$\begin{aligned} I_{ij}{}^0 &= \frac{V_i^0(F) - V_j{}^0(F)}{z^0{}_{ij}} \\ I_{ij}{}^1 &= \frac{V_i^1(F) - V_j{}^1(F)}{z^1{}_{ij}} \\ I_{ij}{}^2 &= \frac{V_i^2(F) - V_j{}^2(F)}{z^2{}_{ij}} \end{aligned} \tag{2.15}$$

โดยที่ $z^0{}_{ij}$, $z^1{}_{ij}$ และ $z^2{}_{ij}$ คือส่วนประกอบลำดับศูนย์ ลำดับบวก และลำดับลบของค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งระหว่างบัส *i* และ *j* อย่างไรก็ตามจากค่ากระแสลัดวงจรในส่วนประกอบลำดับทำการเปลี่ยนเป็นค่ากระแสในระบบสามเฟสได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$I_i^{abc} = AI_i^{012} \tag{2.16}$$

2.3 กระแสลัดวงจรจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

จากหัวที่ผ่านมาจะเป็นการกล่าวถึงประเภทของการลัดวงจรและการคำนวณกระแสลัดวงจรแต่ละประเภท ในหัวข้อนี้จะเป็นการกล่าวถึงค่ากระแสลัดวงจรที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรดังกล่าวนี้จะทำให้ค่ากระแสลัดวงจรในระบบเพิ่มมากขึ้นโดยค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นนั้นจะขึ้นอยู่กับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากการเพิ่มขึ้นของค่ากระแสลัดวงจรจะส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

ขนาดของกระแสลัดวงจรจะขึ้นอยู่กับค่าแรงดันก่อนเกิดการลัดวงจร โหมดการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และค่าอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกับค่าอิมพีแดนซ์ของวงจรไฟฟ้า โดยค่าอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขของการลัดวงจรจะมีค่าไม่คงที่ ซึ่งสามารถแบ่งได้ 3 ช่วง เวลาตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 2.2.1 ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกพิจารณาค่าอิมพีแดนซ์ช่วงซับทรานเซียนต์ในการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร จากตารางที่ 2.1 ค่าอิมพีแดนซ์ช่วงซับทรานเซียนต์จะขึ้นอยู่กับประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เมื่อพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เป็นประเภท 4 โพล ซึ่งมีค่าอิมพีแดนซ์ช่วงซับทรานเซียนต์อยู่ที่ 0.14 PU อย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะประมาณค่ากระแสลัดวงจรจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสมีค่าประมาณ 5 เท่าจากกระแสทำงานปกติ ซึ่งกระแสลัดวงจรที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสจะมีค่าอยู่ที่ประมาณ ร้อยละ 500-1000 [3] ดังนั้นจากสมการที่ (2.17)-(2.19) จะได้ความสัมพันธ์ระหว่างค่าอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วงซับทรานเซียนต์มีค่าน้อยกว่าค่าอิมพีแดนซ์ช่วงสถานะคงตัวอยู่ประมาณ 5 เท่า ดังสมการที่ (2.20)

$$I_{DG}(F) = \frac{V_{DG}}{X^{"}_{DG}} \tag{2.17}$$

$$I_{DG}(F) = 5 \times I_n \tag{2.18}$$

$$I_n = \frac{V_{DG}}{X_{DG}} \tag{2.19}$$

$$X^{"}_{DG} = \frac{X_{DG}}{5} \tag{2.20}$$

โดยที่ $I_{DG}(F)$, $I_{n,}$ V_{DG}, $X_{DG}^{"}$, และ X_{DG} คือ ค่ากระแสลัดวงจรที่ขั้วเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่ากระแสการทำงานปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่าแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ค่าอิมพีแดนซ์ช่วงซับทรานเซียนต์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และค่าอิมพีแดนซ์ช่วงสถานะอยู่ตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตามลำดับ โดยค่าพารามิเตอร์ต่างๆ จะอยู่ในหน่วยของค่าฐาน (Per Unit: PU)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 3

อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย

การเกิดลัดวงจรขึ้นในระบบสามารถเกิดขึ้นมาจากหลายสาเหตุ เช่น สภาวะอากาศการเกิดฝนตกหนักหรือเกิดลมพายุ ทำให้กิ่งไม้หรือต้นไม้พาดผ่านสายไฟฟ้าทำให้เกิดการลัดวงจรขึ้นได้ หรือจะเกิดจากที่ฉนวนในสายไฟฟ้าเกิดความเสียหายเนื่องจากความร้อนสูง เป็นต้น ดังนั้นในระบบจำหน่ายจึงจำเป็นต้องมีระบบการป้องกันเพื่อที่จะป้องกันความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบรวมทั้งโหลดไฟฟ้าต่างๆด้วย โดยบทที่ 2 ได้อธิบายถึงประเภทของการลัดวงจรและแสดงวิธีการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร รวมทั้งค่าแรงดันในช่วงระหว่างเกิดการลัดวงจร และค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลในแต่ละสาย จากค่ากระแสลัดวงจรที่คำนวณได้จากบทที่ 2 จะถูกนำมาใช้ในการเลือกพิกัดของอุปกรณ์ประกอบป้องกัน และการตั้งค่าการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย โดยรายละเอียดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายจะกล่าวไว้ในหัวข้อต่อไปนี้

3.1 อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย [15-16]

อุปกรณ์ป้องกัน มีหน้าที่ในการกำจัดการลัดวงจรออกจากระบบ เพื่อป้องกันความเสียหายที่เกิดขึ้นกับสายส่งหรืออุปกรณ์ต่างๆในระบบจำหน่าย อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายส่วนใหญ่จะประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ จะเห็นได้ว่าในระบบจำหน่ายจะมีอุปกรณ์ที่ใช้ในการป้องกันหลายตัว ดังนั้นเพื่อให้อุปกรณ์แต่ละตัวสามารถทำงานสัมพันธ์กันได้อย่างถูกต้อง จึงต้องมีการตั้งค่าการทำงานร่วมกันของแต่ละอุปกรณ์ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาอุปกรณ์ป้องกัน 3 ชนิด ประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ รายละเอียดของอุปกรณ์แต่ละชนิด แสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

3.1.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker)

เซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยส่วนมากจะติดตั้งอยู่ที่ต้นทางสายป้อนของระบบจำหน่าย หรืออยู่หลังสถานีไฟฟ้าย่อย ทำหน้าที่ป้องกันสายป้อน และเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Backup protection) กรณีที่รีโคลสเซอร์ หรือฟิวส์ไม่สามารถทำงานได้ เซอร์กิตเบรกเกอร์จะทำงานเมื่อกระแสที่ไหลผ่านเกินค่าที่ตั้งไว้ (Overcurrent protection) โดยคุณลักษณะในการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ มีหลายคุณลักษณะ อาทิเช่น Standard Inverse (SI), Very Inverse (VI), Extremely Inverse (EI) และ Definite Time (DT) เป็นต้น [16] เส้นโค้งคุณลักษณะแต่ละประเภทสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.1 [16] สำหรับคุณลักษณะของเซอร์กิจเบรกเกอร์สามารถนำไปเขียน

เป็นสมการทางคณิตศาสตร์ได้ตาม 2 มาตรฐานคือ มาตรฐาน IEEE [17] และมาตรฐาน IEC ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกใช้ตามมาตรฐานของ IEC ทั้งนี้เพราะมาตรฐานดังกล่าวเป็นมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนำไปใช้งาน โดยสมการทางคณิตศาสตร์คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC แสดงได้ดังนี้ [16]

$$t(I) = TD\left[\frac{A}{(\frac{I}{I_{pickup}})^{B} - 1}\right] \tag{3.1}$$

โดย

TD คือ ตัวประกอบค่าเวลา

t คือ เวลาในการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์

I คือ กระแสลัดวงจรที่ผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์

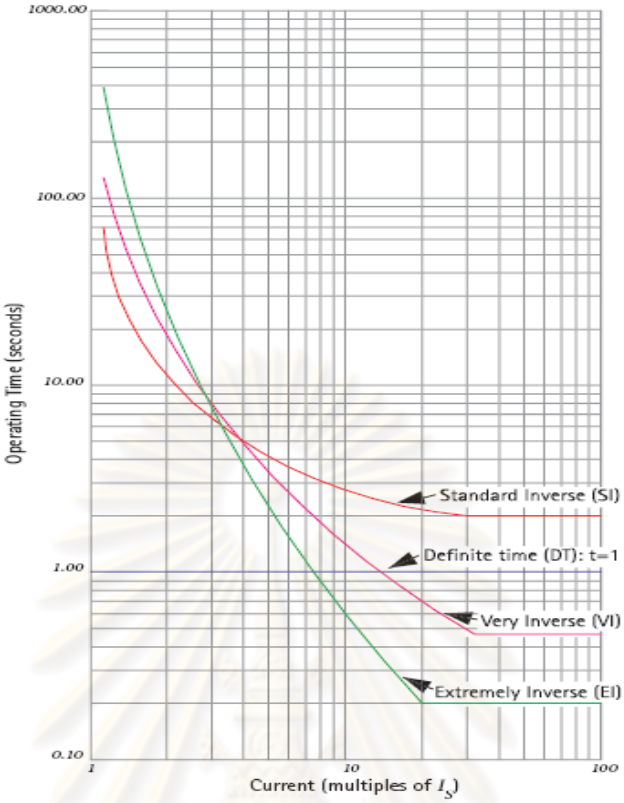
I_{pickup} คือ ค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์

สำหรับพารามิเตอร์ A และ B สามารถหาได้จากความชันของกราฟคุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์แต่ละชนิด โดยค่าพารามิเตอร์ตามมาตรฐาน IEC ของสามคุณลักษณะมาตราฐานแสดงได้ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC

Relay Type	A	B
Standard Inverse (SI)	0.02	0.14
Very Inverse (VI)	1	13.5
Extremely Inverse (EI)	2	80

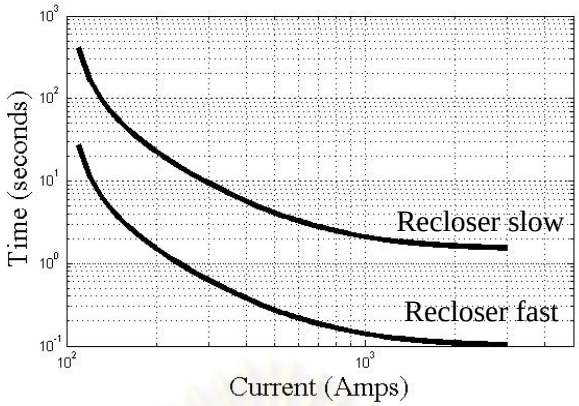
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3.1 คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์แต่ละชนิด

3.1.2 **รีโคลสเซอร์** (Recloser) [15]

รีโคลสเซอร์ เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจจับและแยกการลัดวงจรชั่วคราวออกจากการลัดวงจรถาวร โดยการทำงานของรีโคลสเซอร์จะมีด้วยกัน 2 จังหวะ ประกอบด้วย จังหวะแรกเป็นการทำงานแบบเร็ว (Fast mode) และจังหวะที่สองเป็นการทำงานแบบช้า (Slow mode) เมื่อมีการลัดวงจรเกิดขึ้นในระบบ รีโคลสเซอร์จะทำงานเพื่อทำการตัดวงจรโดยใช้ช่วงการทำงานแบบเร็ว เพื่อตรวจสอบว่าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นว่าเป็นแบบชั่วคราวหรือถาวร ถ้าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราวระบบจะกลับคืนสู่ภาวะปกติ (Reclosure) โดยไม่มีการตัดวงจร อย่างไรก็ตามถ้าการลัดวงจรนั้นยังคงอยู่ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเป็นการลัดวงจรแบบถาวร รีโคลสเซอร์จะทำการตัดวงจรโดยใช้ช่วงการทำงานแบบช้า ในระบบจำหน่ายที่เป็นแบบสายบนดิน (Overhead) การลัดวงจรแบบชั่วคราวจะเกิดขึ้นประมาณร้อยละ 80 ถึง 95 ของการลัดวงจรทั้งหมด จากคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์ที่คล้ายกับคุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ดังนั้นสมการทางคณิตศาสตร์จึง แสดงได้ในลักษณะเดียวกัน และจากสมการที่ (2.1) สามารถแสดงตัวอย่างคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์ได้ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 คุณลักษณะของรีโคลสเซอร์

รีโคลสเซอร์สามารถที่จะแบ่งชนิดออกได้เป็น 3 ชนิดด้วยกัน คือ 1) ชนิดหนึ่งเฟส และสามเฟส โดยชนิดแบบหนึ่งเฟสจะใช้เมื่อโหลดเป็นแบบหนึ่งเฟส เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสขึ้นรีโคลสเซอร์จะทำการตัดการลัดวงจรที่เฟสนั้นออกจากระบบ ดังนั้นแหล่งจ่ายไฟฟ้ายังคงสามารถที่จะจ่ายให้ไฟให้กับเฟสอื่นๆ ได้ สำหรับชนิดสามเฟสนั้นจะใช้เมื่อมีความจำเป็นที่ต้องตัดการเชื่อมต่อออกทั้งสามเฟส ทั้งนี้เนื่องจากไม่ต้องการให้เกิดการไม่สมดุลของโหลดในระบบ 2) ชนิดกลไกลแบบไฮโดรลิกหรือการทำงานแบบอิเล็กโทรนิค 3) ชนิดน้ำมันหรือแบบสูญญากาศ นอกจากนี้เมื่อทำการติดตั้งรีโคลสเซอร์เข้ามาในระบบซึ่งมีปัจจัยที่ควรที่จะคำนึงพิจารณาดังนี้

1) แรงดันของระบบที่จะติดตั้งรีโคลสเซอร์

2) ระดับของกระแสลัดวงจร

3) ค่ากระแสโหลดสูงสุด

4) ค่ากระแสลัดวงจรน้อยที่สุดในขอบเขตการทำงานของรีโคลสเซอร์

5) การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ตัวอื่นๆ ที่อยู่เหนือขึ้นไปยังแหล่งจ่าย และที่อยู่ต่ำลงมาไปยังโหลด

6) ความไวในการป้องกันสำหรับการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

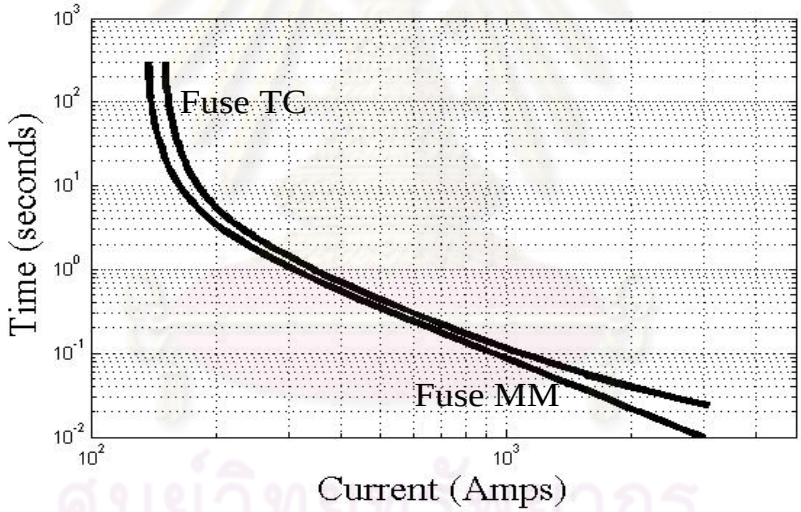
3.1.3 **ฟิวส์** (Fuse) [15]

ฟิวส์ เป็นอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินชนิดหนึ่ง โดยใช้ความร้อนจากกระแสที่ไหลผ่านตัวฟิวส์ที่เกินค่าที่กำหนดไว้เป็นตัวทำการตัดวงจร โดยมีค่าคุณลักษณะด้วยกัน 2 ค่า คือ ค่าหลอมละหลายขั้นต่ำ (Minimum Melting: MM) และค่าที่ใช้ในการหลอมละลายทั้งหมด (Total Clearing: TC) ชนิดของฟิวส์ที่นิยมใช้ในระบบจำหน่ายจะมีด้วยกัน 2 ชนิด คือ K (fast types) และ T (slow

types) การเลือกใช้ขึ้นอยู่กับ อัตราส่วนความเร็ว โดยที่อัตราส่วนความเร็ว คือ อัตราส่วนของค่าน้อยที่สุดของกระแสหลอมละลาย (Minimum melt current) ที่เกิดจากการทำงานที่ 0.1 วินาที ถึงค่ากระแสน้อยสุดในการหลอมละลายที่ 300 วินาที สำหรับชนิด K อัตราส่วนความเร็ว 6-8 และชนิด T 10-13 โดยขนาดของฟิวส์ที่นิยมเลือกใช้ คือ 6 A, 10 A, 15 A, 25 A, 40 A, 65 A, 100 A, 140 A และ 200 A และที่ไม่นิยมใช้ คือ 8 A, 12 A, 20 A, 30 A, 50 A และ 80 A สำหรับกราฟคุณลักษณะของฟิวส์ชนิด K แสดงได้รูปที่ 3.3 จากคุณลักษณะที่แสดงในกราฟล็อก-ล็อก สามารถที่จะประมาณคุณลักษณะของฟิวส์ด้วยฟังก์ชันอันดับสองของสมการเส้นโค้ง อย่างไรก็ตามช่วงกราฟที่พิจารณาสามารถที่จะประมาณให้เป็นเส้นตรงได้ ดังนั้นสมการทั่วไปของคุณลักษณะของฟิวส์สามารถแสดงได้ดังนี้

$$\log(t) = a\log(I) + b \tag{3.2}$$

โดย *a* และ *b* คือ สัมประสิทธิ์ที่ได้มาจากวิธีการปรับเส้นโค้ง (curve fitting) [7]



รูปที่ 3.3 คุณลักษณะของฟิวส์ชนิด K

สำหรับข้อมูลที่จำเป็นใช้ในการเลือกฟิวส์ที่เหมาะสมเพื่อใช้ในระบบจำหน่ายจะประกอบไปด้วย 1) ระดับของแรงดันและระดับฉนวน 2) ชนิดของระบบ 3) ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด 4) ค่ากระแสโหลด สำหรับข้อมูลทั้ง 4 นี้จะถูกนำไปพิจารณาหาค่ากระแสฟิวส์ปกติ แรงดัน และคุณลักษณะความสามารถของการลัดวงจร(short current circuit capability characteristics) ค่ากระแสฟิวส์ปกติของฟิวส์ควรมากกว่าค่ากระแสสูงสุดไหลต่อเนื่องของโหลด สำหรับค่าแรงดันของฟิวส์สามารถหาได้จาก ค่าสูงสุดของแรงดันเฟสและแรงดันสาย ชนิดของการลงดินของระบบ

และจำนวนเฟส และสุดท้ายคุณลักษณะความสามารถของการลัดวงจรของฟิวส์ต้องเท่ากับหรือมากกว่ากระแสลัดวงจร ณ จุดที่ติดตั้งฟิวส์

3.2 การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย [16]

จากที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 3.1 เกี่ยวกับอุปกรณ์ต่างในระบบจำหน่าย จะเห็นว่าในระบบจำหน่ายจะมีอุปกรณ์ป้องกันอยู่หลายตัว ดังนั้นเพื่อให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทำงานได้อย่างถูกต้องจึงต้องมีการจัดลำดับการป้องกัน (Coordination) โดยให้อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้การลัดวงจรมากที่สุดทำงานก่อน และอุปกรณ์ที่อยู่ห่างออกไปจะทำหน้าที่เป็นตัวป้องกันสำรอง (Backup protection) ในกรณีที่อุปกรณ์ที่อยู่ใกล้จุดเกิดการลัดวงจรไม่ทำงาน โดยการจัดลำดับของการทำงานร่วมกันแบ่งได้ตามเงื่อนไขได้ดังนี้

1) การจัดการทำงานร่วมกันโดยใช้กระแส จะเป็นการนำค่ากระแสลัดวงจรเป็นตัวกำหนดลำดับการทำงาน โดยใช้หลักการที่ว่ากระแสลัดวงจรจะแปรตามตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร ซึ่งขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์ของแต่ละอุปกรณ์ ดังนั้นอุปกรณ์ที่อยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าย่อยจะถูกตั้งให้ทำงานเมื่อมีกระแสลัดวงจรค่าน้อยๆ ส่วนอุปกรณ์ที่อยู่ถัดมาจะถูกตั้งค่ากระแสที่เพิ่มขึ้นตามลำดับ

2) การจัดการทำงานร่วมกันโดยใช้เวลา จะเป็นการตั้งค่าหน่วงเวลาในการทำงาน (Time delay) อุปกรณ์ที่อยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าจะมีค่าหน่วงเวลาที่สั้นที่สุด และเพิ่มเวลามากขึ้นเรื่อยๆ ขึ้นอยู่กับความใกล้กับสถานีไฟฟ้าย่อย เวลาในการทำงานจะไม่ขึ้นอยู่กับระดับกระแสลัดวงจร ทำให้อุปกรณ์ที่อยู่ใกล้สถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งมีกระแสลัดวงจรมากที่สุด อย่างไรก็ตามมีเวลาหน่วงที่มากที่สุดเป็นผลให้กระแสลัดวงจรอยู่ในระบบนานเกินไปอาจทำให้เกิดความเสียหายกับอุปกรณ์ต้นทางได้

3) การจัดการทำงานร่วมกันโดยใช้กระแสและเวลา เป็นการตั้งค่าโดยพิจารณาทั้งกระแสและเวลา โดยที่เวลาในการทำงานจะผกผันกับค่ากระแสลัดวงจร หมายความว่าเมื่อกระแสลัดวงจรมีค่าสูงเวลาในการทำงานของอุปกรณ์จะยิ่งสั้น จากการทำงานร่วมกันดังกล่าวที่มีความยืดหยุ่นกว่าสองวิธีที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ทำให้ระบบป้องที่ใช้อยู่ในปัจจุบันเลือกจัดการทำงานร่วมกันโดยใช้ทั้งกระแสและเวลา

3.2.1 การหน่วงเวลา (Grading Margin) [16, 18]

ในการจัดลำดับการทำงานร่วมกัน ซึ่งเป็นการกำหนดให้อุปกรณ์ป้องกันตัวที่อยู่ใกล้จุดเกิดการลัดวงจรมากที่สุดทำงานก่อน (Primary protective device) และสำหรับอุปกรณ์ป้องกัน

ตัวอื่นจะเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Back up protective device) โดยที่จะทำการหน่วงค่าเวลาไว้ปริมาณหนึ่งซึ่งการหน่วงเวลาดังกล่าวเรียกว่า Grading Margin ซึ่งถ้ามีการหน่วงเวลามากเกินไป อาจจะก่อนให้เกิดความเสียหายต่อระบบและอุปกรณ์ขึ้นได้กรณีที่อุปกรณ์ป้องกันตัวแรกไม่ทำงาน หรือถ้าน้อยกว่าไปอาจจะทำให้อุปกรณ์ป้องกันสำรองทำงานก่อน อุปกรณ์ป้องกันตัวแรก โดยการหน่วงเวลาการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ และ ฟิวส์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ แสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

1) การหน่วงเวลาของเซอร์กิตเบรกเกอร์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Graning: CB to CB) โดยค่าหน่วงเวลาของเซอร์กิตเบรกเกอร์ขึ้นอยู่กับปัจจัยดังต่อไปนี้

-เวลาในการตัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ ส่วนมากจะใช้ประมาณ 0.1 s

-เวลา Overshoot ของรีเลย์ ส่วนมากจะใช้ประมาณ 0.05 s

-ค่าความผิดพลาด ส่วนมากจะใช้ประมาณ 0.1s

-ส่วนเผื่อความปลอดภัย ส่วนมากจะใช้ประมาณ 0.1s

จากปัจจัยข้างต้นสามารถคำนวณค่าหน่วงเวลาระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ตามสมการที่ (3.3)

$$t' = \left[\frac{2E_R}{100}\right] t + t_{CB} + t_0 + t_s \qquad (3.3)$$

โดย

E_R คือ ความผิดพลาดของเวลาในการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์

t คือ เวลาในการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัวที่ใกล้การลัดวงจร

t_{CB} คือ เวลาในการหยุดการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์

t_0 คือ เวลา Overshoot ของรีเลย์

t_s คือ ส่วนเผื่อความปลอดภัย

โดยส่วนใหญ่ค่าหน่วยเวลาที่เลือกใช้ที่อยู่ประมาณที่ 0.3-0.5 s [18]

2) การหน่วงเวลาของฟิวส์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ (Graning: Fuse to CB) สำหรับคุณลักษณะของเซอร์กิจเบรกเกอร์ที่เหมาะสมสำหรับการทำงานร่วมกันกับฟิวส์คือแบบ Extremely Inverse (EI) โดยคุณลักษณะดังกล่าวจะคล้ายกับคุณลักษณะ I^2t ซึ่งค่าหน่วยเวลาของฟิวส์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์สามารถหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$t' = 0.4t + 0.15 \tag{3.4}$$

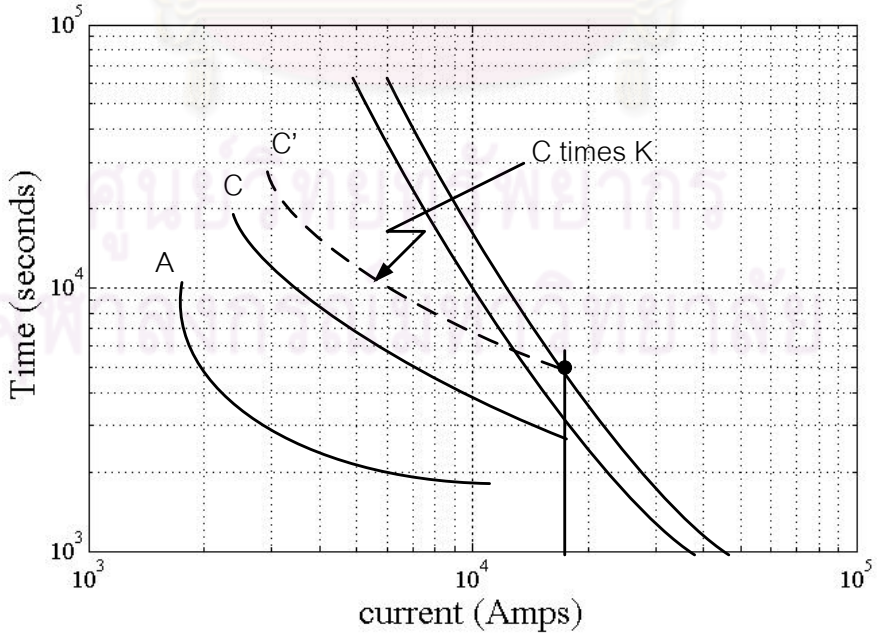
โดยที่ t คือ เวลาทำงานปกติของฟิวส์ และ t' คือค่าหน่วยเวลาระหว่างฟิวส์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์

3.2.2 **การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์** (Fuse-Recloser Coordination) [15]

จากหัวข้อที่ 3.2.1 เป็นการพูดถึงค่าเวลาที่ใช้ในการหน่วงการทำงานระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ และฟิวส์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ อย่างไรก็ตามในหัวข้อนี้จะเป็นการพูดถึงการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ อย่างไรก็ตามการทำงานร่วมของอุปกรณ์ทั้งสองตัวนี้จะไม่ได้มีค่าหน่วงเวลาที่คำนวณได้ออกมาเป็นตัวเลขที่ชัดเจนเหมือนกับหัวข้อที่ 3.2.1โดยการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ขึ้นอยู่กับความสัมพันธ์ของตำแหน่งที่ติดตั้งของทั้งสองอุปกรณ์ สามารถแบ่งได้เป็น 2 รูปแบบคือ ฟิวส์ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า กับฟิวส์ติดตั้งที่โหลด

1) ฟิวส์ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า

ฟิวส์ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า รีโคลสเซอร์ต้องทำงานเร็วกว่าเวลาเริ่มของละลายของฟิวส์ โดยมีหลักเกณฑ์ คือ การคูณค่าตัวประกอบค่าหนึ่งกับกราฟความสัมพันธ์เวลาและกระแสของรีโคลสเซอร์ในช่วงการทำงานช้าแสดงได้ดังรูปที่ 3.4 ตัวคูณค่าประกอบจะขึ้นอยู่กับเวลาในการทำงานของรีโคลสเซอร์ดังตารางที่ 3.2



รูปที่ 3.4 การทำงานร่วมกันของฟิวส์ที่สถานีไฟฟ้ากับรีโคลสเซอร์

ตารางที่ 3.2 ตัวคูณสำหรับฟิวส์ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า

Reclosing time in cycles	Multiplies for:		
	two fast, two delayed sequence	one fast, theer delayed sequence	four delayed sequence
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
50	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

2) ฟิวส์ติดตั้งที่โหลด

ฟิวส์ติดตั้งที่โหลด มีหลักเกณฑ์ที่สำคัญอยู่สองหลักเกณฑ์คือ

-ค่าเวลาเริ่มหลอมละลายของฟิวส์ต้องมากกว่ากราฟช่วงการทำงานเร็วของรีโคลสเซอร์ที่ถูกคูณด้วยค่าคงทีค่าหนึ่ง ค่าคงทีดังกล่าวแสดงได้ดังตารางที่ 3.3

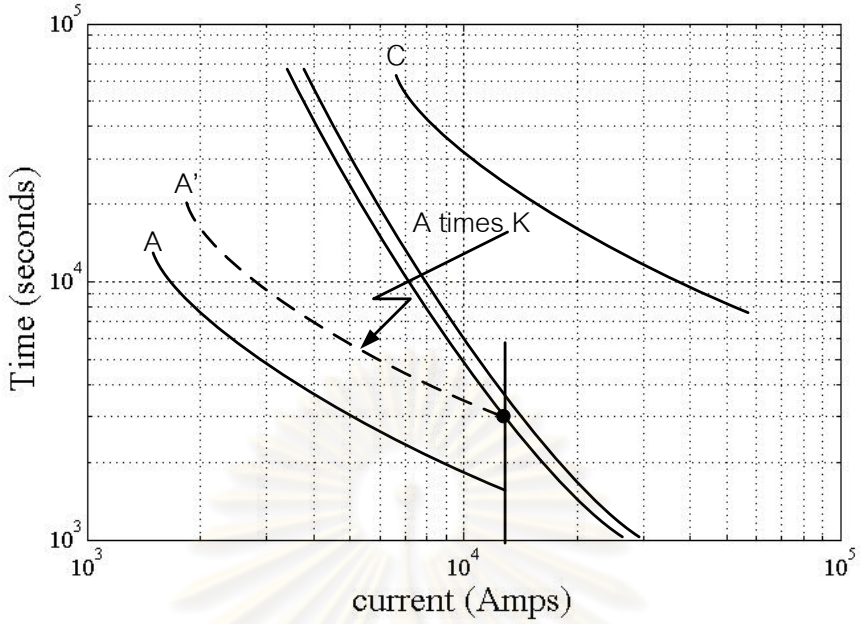
-ค่าเวลาสูงสุดที่ฟิวส์ใช้ในการหลอมละลายต้องน้อยกว่ากราฟช่วงการทำงานช้าของรีโคลสเซอร์โดยไม่มีตัวคูณใดๆ

จากหลักเกณฑ์ทั้งสองข้อข้างต้นกราฟการทำงานร่วมกันของฟิวส์ที่โหลดกับรีโคลสเซอร์แสดงได้ดังรูปที่ 3.5

ตารางที่ 3.3 ตัวคูณสำหรับฟิวส์ติดตั้งที่โหลด

Reclosing time in cycles	Multiplies for:	
	one fast opeation	two fast opeation
25-30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

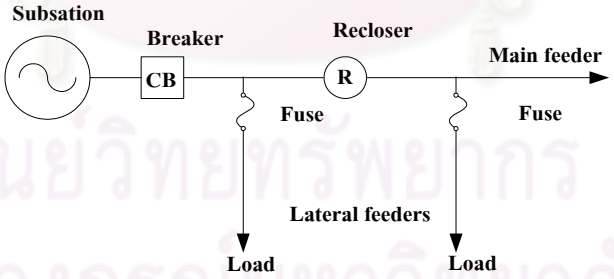
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3.5 การทำงานร่วมกันของฟิวส์ที่โหลดกับรีโคลสเซอร์

3.2.3 การจัดการทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไปส่วนใหญ่จะมีอุปกรณ์ป้องอยู่ 3 ชนิดด้วยกัน คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ดังรูปที่ 3.6

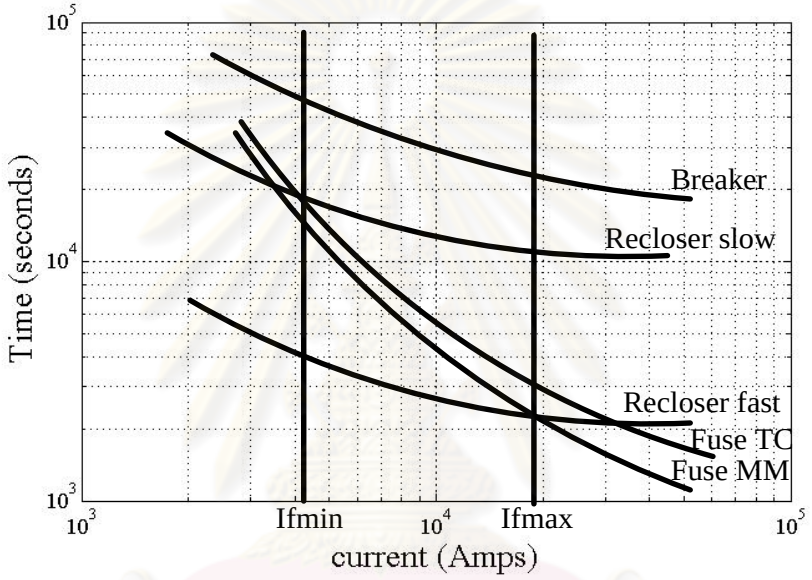


รูปที่ 3.6 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไป

เซอร์กิตเบรกเกอร์จะถูกติดตั้งไว้ที่ต้นทางของสายป้อน เพื่อป้องกันสายป้อนและเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรองให้ รีโคลสเซอร์และฟิวส์ในกรณีที่อุปกรณ์ทั้งสองไม่สามารถทำงานได้ รีโคลสเซอร์จะถูกติดตั้งที่กลางสายป้อน เพื่อแยกแยะการลัดวงจรแบบชั่วคราวและถาวร และฟิวส์จะถูกติดตั้งที่สายย่อย เพื่อป้องกันโหลดในสายย่อยของระบบ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตัวอย่างลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทั้งสาม เช่น เมื่อเกิดลัดวงจรขึ้นที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์ รีโคลสเซอร์ช่วงทำงานเร็วต้องทำงานก่อนเพื่อกำจัดการลัดวงจรชั่วคราว อย่างไรก็ตามเมื่อรีโคลสเซอร์สับเชื่อมต่อวงจรเข้ามาอีกครั้ง และพบว่าการลัดวงจรยังอยู่ในระบบซึ่งแสดงว่าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรแบบถาวร ฟิวส์จะทำหน้าที่ตัดวงจรออกจากระบบก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงช้าจะทำงาน อย่างไรก็ดีถ้าฟิวส์ไม่สามารถทำงานได้รีโคลสเซอร์ช่วงช้าและเซอร์กิตเบรกเกอร์จะเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรองให้กับฟิวส์ โดยการทำงานร่วมกันการทำงานระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์แสดงได้รูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 4

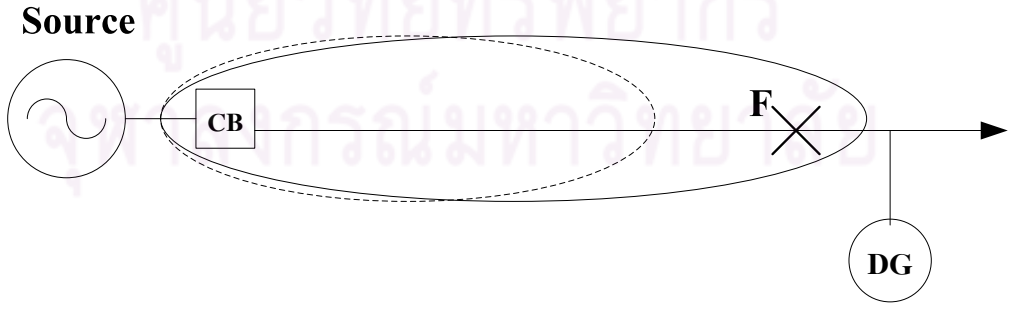
ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ต่ออุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

จากปัญหาที่ได้กล่าวไว้ในส่วนของบทนำ ในส่วนนี้จะมาพิจารณาถึงรูปแบบต่างๆ เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยผลกระทบดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับตำแหน่งที่ติดตั้ง ขนาด และโหมดการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยสามารถสรุปผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันได้เป็น 2 แบบ ประกอบด้วย ผลกระทบต่อการลดของเขตการทำงานของรีเลย์ และผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน โดยแต่ละผลกระทบแสดงรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1 ผลกระทบต่อการลดขอบเขตการทำงานของรีเลย์ (Reduction of Reach)

จากรูปที่ 4.1 การลัดวงจรเกิดขึ้นที่จุด F รีเลย์ต้องทำงานเพื่อกำจัดการลัดวงจรออกจากระบบ ซึ่งแสดงขอบเขตการทำงานได้ตามเส้นวงรี อย่างไรก็ดีเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ามาในระบบ เป็นผลให้กระแสที่ไหลมาจากสถานีไฟฟ้าย่อยน้อยลง ทำให้ขอบเขตการทำงานของตัวรีเลย์สั้นลงแสดงได้ตามวงรีเส้นประ เมื่อเกิดการลัดวงจรที่จุด F รีเลย์จะไม่เห็นการเกิดลัดวงจร ส่งผลให้การลัดวงจรที่เกิดขึ้นจะอยู่ในระบบก่อให้เกิดความเสียหายต่อระบบและอุปกรณ์ในระบบได้



รูปที่ 4.1 การลดขอบเขตการทำงานของรีเลย์

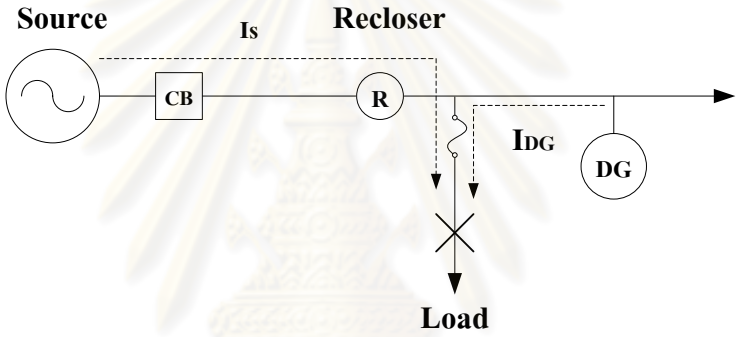
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

4.2 ผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน (Miscoordination of Protective Devices) [6, 8, 19]

ผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันจะแบ่งออกเป็น การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ (รูปแบบที่ 1-4) เซอร์กิตเบรกเกอร์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ (รูปแบบที่ 5) และฟิวส์กับฟิวส์ (รูปแบบที่ 6)

4.2.1 รูปแบบผลกระทบที่ 1

รูปแบบผลกระทบที่ 1 คือ ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์ดังรูปที่ 4.2

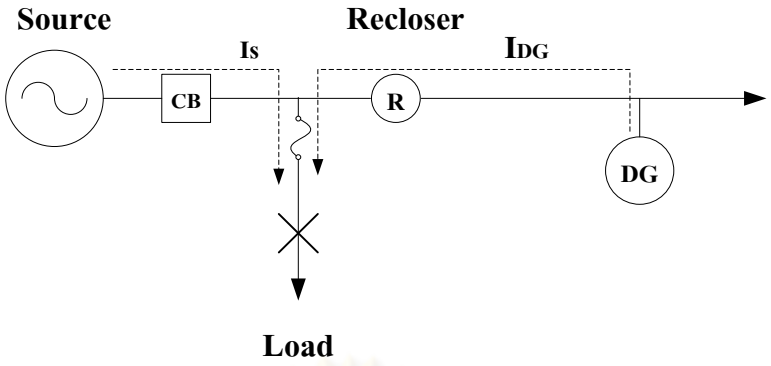


รูปที่ 4.2 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโครสเซอร์

จากรูปที่ 4.2 ฟิวส์จะตรวจจับเห็นกระแสลัดวงจรที่มาจากทั้งสถานีไฟฟ้าย่อย และจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งจะมีค่ามากกว่ารีโคลสเซอร์ที่ตรวจจับกระแสลัดวงจรที่มาจากสถานีไฟฟ้าย่อยเพียงแหล่งเดียว ทำให้มีโอกาสที่ฟิวส์จะทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน เป็นผลให้การลัดวงจรชั่วคราวเปลี่ยนเป็นลัดวงจรถาวร ส่งผลให้โหลดบริเวณนั้นพบกับระยะเวลาไฟดับที่ยาวนานขึ้น

4.2.2 รูปแบบผลกระทบที่ 2

รูปแบบผลกระทบที่ 2 คือ ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์ดังรูปที่ 4.3

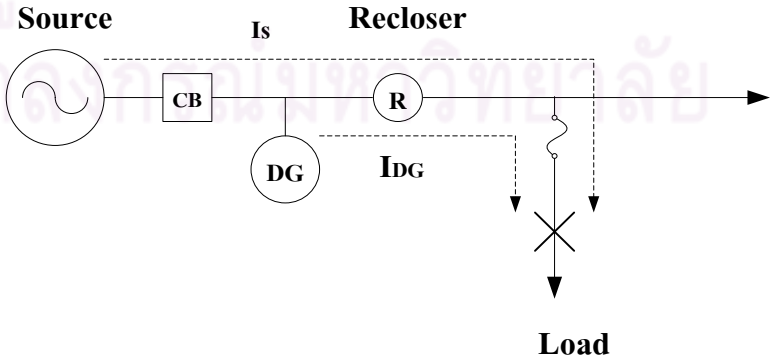


รูปที่ 4.3 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโครสเซอร์

จากรูปที่ 4.3 เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่สายป้อนหลังรีโคลสเซอร์และเกิดการลัดวงจรที่หน้ารีโคลสเซอร์ จะเกิดกระแสลัดวงจรไหลย้อนผ่านรีโคลสเซอร์มาที่จุดเกิดลัดวงจร ถ้ากระแสลัดวงจรไหลย้อนมีค่ามากพอที่จะทำให้รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วทำงานก่อนที่ฟิวส์จะทำงาน จะส่งผลให้โหลดบริเวณหลังรีโคลสเซอร์ถูกตัดวงจรออกโดยไม่จำเป็น จากปัญหาดังกล่าวสามารถแก้ไขได้สองวิธี คือโดยการเปลี่ยนอุปกรณ์รีโคลสเซอร์ให้สามารถตรวจวัดทิศทางของกระแสผิดพร่องได้ หรือการกำหนดเวลาให้รีโคลสเซอร์การทำงานแบบเร็วทำงานช้ากว่าฟิวส์จะทำงาน

4.2.3 **รูปแบบผลกระทบที่** 3

รูปแบบผลกระทบที่ 3 คือ ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหน้ารีโคลสเซอร์ และ เกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์ดังรูปที่ 4.4

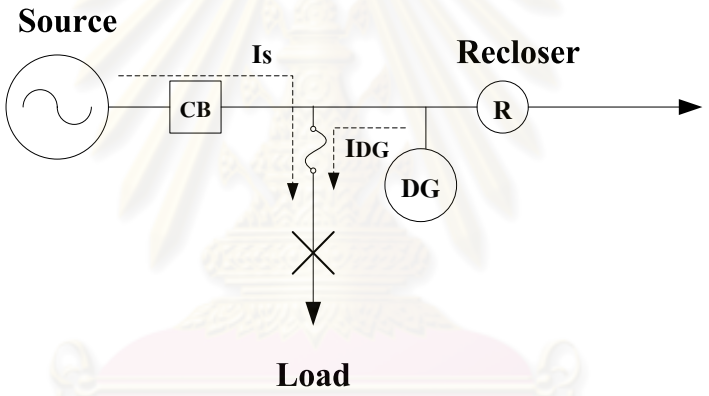


รูปที่ 4.4 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหน้ารีโคลสเซอร์และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโครสเซอร์

จากรูปที่ 4.4 เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนด้านหน้ารีโคลสเซอร์ และเกิดการลัดวงจรที่หลังรีโคลสเซอร์ ทั้งรีโคลสเซอร์และฟิวส์จะเห็นกระแสลัดวงจรในปริมาณที่เท่ากัน คือ กระแสลัดวงจรที่มาจากสถานีไฟฟ้าย่อย และจากตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ถ้ากระแสลัดวงจรที่มาจากทั้งสองแหล่งกำเนิดมีค่ามากกว่าค่ากระแสสูงสุดของช่วงขอบเขตในการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสซอร์ จะทำให้ลำดับการทำงานของทั้งสองเปลี่ยนแปลงไป เป็นผลทำให้ฟิวส์จะทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วซึ่งเป็นลำดับการทำงานที่ผิดพลาด

4.2.4 รูปแบบผลกระทบที่ 4

รูปแบบผลกระทบที่ 4 คือ ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหน้ารีโคลสเซอร์ และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์ดังรูปที่ 4.5

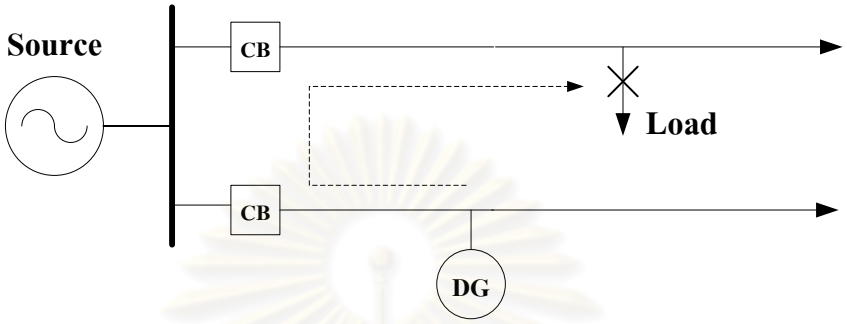


รูปที่ 4.5 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนทางด้านหน้ารีโคลสเซอร์และเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโครสเซอร์

จากรูปที่ 4.5 เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวบนสายป้อนหน้ารีโคลสเซอร์ และเกิดการลัดวงจรที่หน้ารีโคลสเซอร์ ในรูปแบบนี้จะมีกระแสลัดวงจรไหลผ่านน้อยมากหรือไม่มีกระแสลัดวงจรไหลผ่านรีโคลสเซอร์ ทำให้อุปกรณ์สามารถทำงานได้อย่างถูกต้อง อย่างไรก็ดีกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์นั้น จะมีค่าเพิ่มขึ้นจากตอนที่ยังไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ดังนั้นกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ควรไม่เกิดค่าพิกัดที่ฟิวส์จะทนได้เพื่อเป็นการป้องกันการระเบิดของฟิวส์ซึ่งอาจจะส่งผลกระทบต่อสายส่งหรืออุปกรณ์ตัวอื่นที่อยู่ใกล้ได้หรือการเสียหายต่อกระบอกฟิวส์เอง

4.2.5 รูปแบบผลกระทบที่ 5

รูปแบบผลกระทบที่ 5 คือ การเกิดการลัดวงจรที่สายป้อนคนละเส้นกับสายป้อนที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวดังรูปที่ 4.6 รูปแบบที่ 5 นี้สามารถเรียกชื่อได้เป็น Sympathetic tripping of feeder

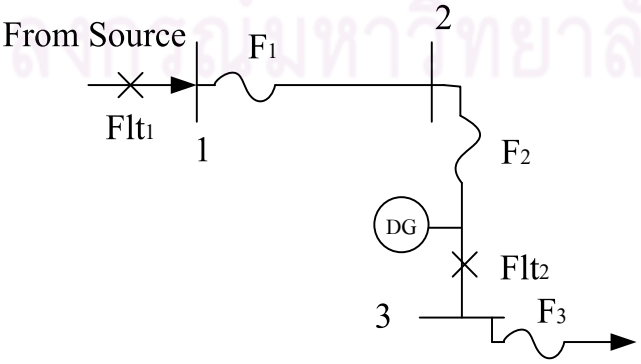


รูปที่ 4.6 การเกิดการลัดวงจรคนละสายป้อนกับที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

จากรูปที่ 4.6 จุดเกิดการลัดวงจรอยู่คนละสายป้อนกับสายป้อนที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว รูปแบบนี้จะเกิดกระแสไหลผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ในสายป้องด้านล่างที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ไปยังจุดเกิดลัดวงจรของอีกสายป้อนหนึ่ง ถ้ากระแสลัดวงจรที่ผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านล่างมากพอที่จะทำให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงาน จะส่งผลให้โหลดบริเวณสายป้อนด้านล่างถูกตัดออกจากระบบ และอาจจะเกิดกรณีของการแยกตัวเป็นอิสระได้

4.2.6 รูปแบบผลกระทบที่ 6

รูปแบบผลกระทบที่ 6 คือ เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นที่ Flt_1 หรือ ที่ Flt_2 โดยมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวติดตั้งระหว่างบัส 2 กับบัส 3



รูปที่ 4.7 การทำงานร่วมกันผิดพลาดของฟิวส์กับฟิวส์

จากรูปที่ 4.7 ก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวฟิวส์ F1 กับ F2 จะถูกกำหนดให้มีการทำงานร่วมกัน โดยเมื่อเกิดการลัดวงจรที่ Flt_2 ฟิวส์ F_2 ควรทำงานก่อน ฟิวส์ F_1 อย่างไรก็ดีเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ามาในระบบ และเกิดการลัดวงจรในส่วนของบัส 2-3 ฟิวส์ทั้งสองตัวจะเห็นค่ากระแสค่าเดียวกัน ซึ่งเป็นไม่ได้ที่จะให้ฟิวส์ F_2 ตัดก่อน F_1 ได้

จากผลกระทบต่อระบบป้องกันที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะกรณีที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ เพราะกรณีดังกล่าวเกิดขึ้นมากที่สุด นั้นคือรูปแบบผลกระทบที่ 1-4 และจากรูปแบบผลกระทบที่ 1-4 สามารถสรุปกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านตัวฟิวส์และรีโคลสเซอร์ตามแต่ละรูปแบบได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์และฟิวส์ในแต่ละรูปแบบ

รูปแบบที่	ตำแหน่งติดตั้ง	ตำแหน่งเกิดลัดวงจร	กระแสลัดวงจร
1	หลังรีโคลสเซอร์	หลังรีโคลสเซอร์	$I_R = I_S$ $I_f = I_S + I_{DG}$
2	หลังรีโคลสเซอร์	หน้ารีโคลสเซอร์	$I_R = I_{DG}$ $I_f = I_S + I_{DG}$
3	หน้ารีโคลสเซอร์	หลังรีโคลสเซอร์	$I_R = I_S + I_{DG} = I_f$
4	หน้ารีโคลสเซอร์	หน้ารีโคลสเซอร์	$I_R = 0$ $I_f = I_S + I_{DG}$

โดย

I_R คือ กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์

I_f คือ กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์

I_S คือ กระแสลัดวงจรจากสถานีไฟฟ้า

I_{DG} คือ กระแสลัดวงจรจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

4.3 การกำหนดเงื่อนไขจำกัดทางคณิตศาสตร์เพื่อป้องกันผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์

จากรูปแบบปัญหาต่างๆที่ส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันจากหัวข้อที่ 4.2 ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกพิจาณา รูปแบบที่มีผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เท่านั้น ซึ่งคือ รูปแบบผลกระทบที่ 1-4 อย่างไรก็ดี รูปแบบผลกระทบที่ 4 นั้นไม่มีกระแสลัดวงจรไหลผ่านรีโคลสเซอร์หรือไหลผ่านน้อยมาก ดังนั้นจึงไม่ก่อปัญหาในการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงพิจารณา รูปแบบผลกระทบที่ 1-3 เป็นเงื่อนไขในการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งแต่ละรูปแบบสามารถกำหนดเงื่อนไขกำจัดทางคณิตศาสตร์ได้ดังต่อไปนี้

4.3.1 รูปแบบผลกระทบที่ 1

รูปแบบผลกระทบที่ 1 กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะมีค่ามากกว่ารีโคลสเซอร์ เป็นผลให้มีโอกาสที่ฟิวส์จะทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วได้ ดังนั้นเพื่อที่จะไม่ให้เกิดเหตุการณ์ดังกล่าวขึ้น ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ต้องไม่เกิดค่าขอบเขตการทำงานของฟิวส์ ($I_{fuse\ \ margin}$)ซึ่งแสดงดังรูปที่ 4.8 โดย $I_{fuse\ \ margin}$ คือค่ากระแสที่ไหลผ่านฟิวส์ที่ทำให้ฟิวส์และรีโคลสเซอร์ทำงานพร้อมกัน ซึ่งค่าดังกล่าวหาได้จากสมการที่ (4.1) และค่า Margin ที่แสดงในรูปที่ 4.8 คือค่าผลต่างของกระแสที่ผ่านรีโคลสเซอร์ (Recloser current) กับกระแสที่ไหลผ่านฟิวส์ (Fuse current) ดังนั้นเงื่อนไขในรูปแบบที่ 1 แสดงได้ดังสมการที่ (4.2)

$$I_{fuse\ margin} = 10^{((\log(t_{R,f})-b)/a)} \tag{4.1}$$

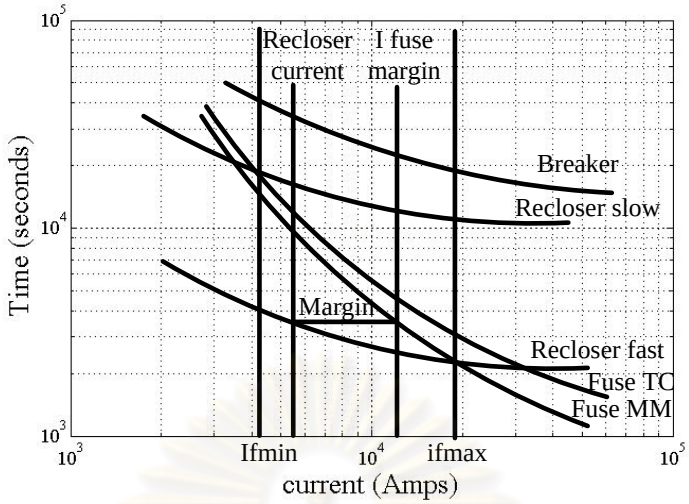
$$I_f \leq I_{fuse\ margin} \tag{4.2}$$

โดย

$t_{R,f}$ คือ เวลาในการทำงานของรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานแบบเร็ว

a, b คือ สัมประสิทธิ์คุณลักษณะของฟิวส์

I_f คือ กระแสที่ไหลผ่านฟิวส์



รูปที่ 4.8 การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ในรูปแบบผลกระทบที่ 1

4.3.2 **รูปแบบผลกระทบที่** 2

รูปแบบผลกระทบที่ 2 รีโคลสเซอร์จะมองเห็นกระแสไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวมายังจุดเกิดการลัดวงจร ซึ่งอาจจะทำให้รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วทำงานก่อนฟิวส์ขึ้นได้ ดังนั้นสมการเงื่อนไขจึงกำหนดให้เวลาที่เริ่มหลอมละลายของฟิวส์ต้องน้อยกว่าเวลารีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว สามารถแสดงสมการได้ดังต่อไปนี้

$$MMt_{fuse}(I_f) \leq t_{R,f}(I_R) \tag{4.3}$$

โดย

$t_{R,f}(I_R)$ คือ เวลาทำงานของรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว

$t_{fuse}\ MM(I_f)$ คือ เวลาเริ่มหลอมละลายของฟิวส์

4.3.3 **รูปแบบผลกระทบที่** 3

รูปแบบผลกระทบที่ 3 ในรูปแบบนี้ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์และรีโคลสเซอร์เป็นค่าเดียวกัน อย่างไรก็ตามค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นเนื่องมาจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องไม่เกินขอบเขตการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ทั้งสอง โดยในรูปแบบนี้รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานแบบเร็วต้องทำงานก่อนที่ฟิวส์จะทำงาน ดังนั้นสมการเงื่อนไขจึงกำหนดให้เวลาในการทำงานของรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วต้องน้อยกว่าเวลาที่ฟิวส์ทำงาน สามารถแสดงสมการได้ดังต่อไปนี้

$$t_{R,f}(I_R) \leq MMt_{fuse}(I_f) \quad (4.4)$$

4.4 ขั้นตอนในการตรวจสอบการทำงานร่วมกันของฟิวส์และรีโคลสเซอร์

การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จะแบ่งแยกออกเป็น 2 กรณี คือกรณีที่การลัดวงจรเกิดขึ้นที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์ กับการลัดวงจรเกิดขึ้นที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์

1) การลัดวงจรเกิดขึ้นที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์ อุปกรณ์ป้องกันที่ควรจะทำงานก่อนคือฟิวส์ การทำงานแบบนี้จะเรียกว่า (Fuse blowing scheme)

2) การลัดวงจรเกิดขึ้นที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์ อุปกรณ์ป้องกันที่ควรจะทำงานก่อนคือรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วเพื่อกำจัดการลัดวงจรชั่วคราวออกจากระบบ การทำงานแบบนี้จะเรียกว่า (Fuse saving scheme) อย่างไรก็ดีถ้าการลัดวงจรดังกล่าวเป็นการลัดวงจรถาวร อุปกรณ์ตัวถัดไปที่จะต้องทำงานก่อนคือ ฟิวส์ ซึ่งควรจะทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานช้า

จากลำดับการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่กล่าวไว้ข้างต้นนั้น จะถูกนำมาพิจารณาลำดับการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์หลังจากมีการเชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ามาในระบบ เพื่อพิจารณาว่าเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดหรือไม่ โดยขั้นตอนในการพิจารณามีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดตำแหน่งการลัดวงจร โดยพิจารณาตำแหน่งการลัดวงจร 2 ตำแหน่ง คือ ตำแหน่งที่อยู่หลังฟิวส์ และตำแหน่งบัสที่อยู่หน้าหม้อแปลงแรงดันต่ำ อย่างไรก็ดีค่าอิมพีแดนซ์ของฟิวส์ถือว่าน้อยมาก ดังนั้นการพิจารณาการลัดวงจรที่ตำแหน่งหลังฟิวส์จะทำการพิจารณาที่บัสของสายป้อนหลักที่สายย่อยนั้นเชื่อมต่ออยู่

ขั้นตอนที่ 2 พิจารณาตำแหน่งเกิดการลัดวงจร ว่าเกิดการลัดวงจรที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์ หรือหลังรีโคลสเซอร์ โดยจะทำการพิจารณาตำแหน่งเกิดลัดวงจรในสายย่อยเท่านั้น

ขั้นตอนที่ 3 พิจารณาเวลาในการทำงานของฟิวส์และรีโคลสเซอร์

ขั้นตอนที่ 4 ตรวจสอบลำดับการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ว่าถูกต้องตามเงื่อนไขของตำแหน่งการลัดวงจรในขั้นตอนที่ 1 หรือไม่ ถ้าลำดับการทำงานถูกต้องตามที่กำหนดไว้จะถือว่าไม่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด อย่างไรก็ดีถ้าลำดับการทำงานไม่เป็นไปตามที่กำหนดไว้จะถือว่าเกิดการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ผิดพลาด

ขั้นตอนที่ 5 ตรวจสอบว่ามีการพิจารณาตำแหน่งเกิดลัดวงจรครบทุกสายย่อยในระบบแล้วหรือไม่ ถ้าไม่กลับไปขั้นตอนที่ 1 ถ้าครบแล้วจะจบการพิจารณาและได้ข้อสรุปผลว่า เมื่อมีการ

เชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ามาในระบบ และเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่งไหนบ้าง ที่ส่งผลให้เกิดการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาด

4.5 แนวทางการแก้ปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์

จากรูปแบบปัญหาต่างๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นได้ จากหัวข้อที่ 4.2 ในหัวข้อนี้จะเป็นการกล่าวถึงวิธีแก้ปัญหาที่เสนอไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยการแก้ปัญหาสำหรับกรณีที่มีการติดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าไปในระบบไฟฟ้า ซึ่งมีผลให้กระแสลัดวงจรในระบบเพิ่มขึ้น ทำให้การทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันอาจผิดพลาดขึ้นได้ ตามมาตรฐาน IEEE 1547-2008 กำหนดไว้ว่า ต้องทำการตัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวออกจากระบบทันที ที่เกิดลัดวงจรขึ้นในระบบ หรือ เกิดขึ้นที่กับตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเอง อย่างไรก็ดีไม่สามารถที่ทราบแน่ชัดได้ว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะสามารถตัดออกจากระบบก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันตัวอื่นในระบบจะทำงาน ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอแนวทางการแก้ปัญหา 2 วิธี คือการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมที่ยังทำให้การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ได้อย่างถูกต้อง และการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน สำหรับวิธีการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมจะอธิบายไว้ในหัวข้อที่ 4.5.1 และการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 4.5.2

4.5.1 การหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยคำนึงถึงการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์

วิธีการนี้จะเป็นการพิจารณาการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสม เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวด้วยขนาดดังกล่าวแล้ว จะไม่ก่อให้เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ทั้งนี้เพื่อเป็นแนวทางการแก้ไขปัญหา หรือเพื่อเป็นการบ่งบอกให้ทางการไฟฟ้ารู้ว่าถ้ามีขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เกินจากขนาดดังกล่าวนี้ติดตั้งเข้ามาในระบบ อาจจะส่งผลให้เกิดการทำงานที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์นี้ได้ อย่างไรก็ตามค่าขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่ได้นี้จะพิจารณาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดเป็นหลัก ดังนั้นอาจจะมีโอกาสส่งผลกระทบทางด้านอื่นได้บ้าง อย่างไรก็ดีถ้าสนใจแค่ปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ก็สามารถนำแนวทางนี้ไปใช้ได้ หรือถ้าต้องการพิจารณาผลกระทบทางด้านอื่น ก็สามารถนำแนวทางนี้ไปประยุกต์ต่อได้ โดยการเพิ่มเงื่อนไขตามแต่ผลกระทบที่ต้องการ ข้อดีสำหรับวิธีนี้จะลดความซับซ้อนในการแก้ปัญหา อย่างไรก็ตามก็มีข้อเสียด้วยเช่นกันคือ การจำกัดขนาดอาจจะเป็นไปได้ยากในทางปฏิบัติ

สำหรับแนวทางการแก้ปัญหาด้วยวิธีนี้จะอาศัยการแก้ปัญหาค่าเหมาะสม (Optimization problem) โดยมีฟังก์ชันจุดประสงค์ (Objective function) และเงื่อนไข (Constraints) ดังต่อไปนี้

ฟังก์ชันจุดประสงค์

$$\text{Max} : S_{DG} \tag{4.5}$$

โดย S_{DG} คือกำลังไฟฟ้าปรากฏของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

สำหรับเงื่อนไขจะแบ่งออกไป 5 กลุ่ม ประกอบด้วย เงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้า เงื่อนไขการจำกัดกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้า เงื่อนไขจำกัดกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เงื่อนไขของแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส และ เงื่อนไขการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน ในแต่ละรูปแบบปัญหา แต่ละเงื่อนไขแสดงได้ดังสมการที่ (4.6)-(4.13)

เงื่อนไขการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ ..... \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ ..... \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \tag{4.6}$$

เงื่อนไขการจำกัดกำลังไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อย

$$|S_{sub}| \leq S_{sub,\text{limit}} \tag{4.7}$$

โดย S_{sub} $S_{sub,limit}$ คือ กำลังไฟฟ้าปรากฏของสถานีไฟฟ้าย่อย และ ค่าจำกัดของกำลังไฟฟ้าปรากฏของกสถานีไฟฟ้าย่อย

เงื่อนไขการจำกัดกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

$$S_{DG,min} \leq S_{DG} \leq S_{DG,max} \tag{4.8}$$

โดย $S_{DG,min}$ $S_{DG,max}$ คือ ค่ากำจัดขนาดกำลังผลิตต่ำสุด และค่ากำจัดขนาดกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

เงื่อนไขกำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลในสายส่ง

$$|S_{mn}| \leq S_{mn,limit} \tag{4.9}$$

โดย S_{mn} $S_{mn,limit}$ คือ การไหลของกำลังไฟฟ้าปรากฏจากสายส่ง m ไป n และ ค่าจำกัดการไหลของกำลังไฟฟ้าปรากฏจากสายส่ง m ไป n

เงื่อนไขของแรงดันไฟฟ้าแต่ละบัส

$$V_{min} \le V_i \le V_{max} \tag{4.10}$$

โดย i V_i V_{min} V_{max} คือ ค่าแรงดันที่บัสต่างๆ ค่าแรงดันที่บัส i ค่าจำกัดแรงดันที่น้อยที่สุดที่ยอมรับได้ และค่าจำกัดแรงดันที่มากที่สุดที่ยอมรับได้ ตามลำดับ

เงื่อนไขการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ซึ่งนำมาจากจากหัวข้อที่ 4.3 มีดังต่อไปนี้

รูปแบบผลกระทบที่ 1

$$I_f \ \le \ I_{fuse,margin} \tag{4.11}$$

รูปแบบผลกระทบที่ 2

$$MMt_{fuse}(I_f) \ \le t_{R,f}(I_R) \tag{4.12}$$

รูปแบบผลกระทบที่ 3

$$t_{R,f}(I_R) \ \le MMt_{fuse}(I_f) \tag{4.13}$$

4.5.1.1 กระบวนการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวโดยคำนึงถึงการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์

จากหัวข้อที่ 4.5.1 ได้อธิบายเกี่ยวกับฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ต้องการหาค่าความเหมาะสม โดยมีเงื่อนไขต่างๆ สำหรับในหัวข้อนี้จะเป็นการอธิบายถึงกระบวนการในการหาขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสม ซึ่งขั้นตอนของกระบวนการมีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 ป้อนข้อมูลของระบบที่จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เช่น อิมพีแดนซ์ของสายส่ง ค่าโหลดแต่ละจุดโหลด เป็นต้น รวมถึงข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เช่นค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ขั้นตอนที่ 2 ทำการคำนวณหาค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละสายส่งของระบบ เพื่อที่จะนำไปคำนวณค่ากระแสลัดวงจรแต่ละประเภทการลัดวงจรที่พิจารณา เมื่อทราบค่ากระแสลัดวงจรในแต่ละบัสและกระแสลัดวงจรที่ไหลในแต่ละสายป้อนแล้ว จะนำไปเลือกขนาดของอุปกรณ์ป้องกันรวมไปถึงตั้งค่าการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์แต่ละตัว

ขั้นตอนที่ 3 ทำการตรวจสอบลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันว่าลำดับการทำงานถูกต้องหรือไม่ โดยพิจารณาการลัดวงจรแต่ละจุดแล้วตรวจสอบลำดับการทำงานว่าถูกต้องครบทุกจุดเกิดการลัดวงจรหรือไม่ ถ้าถูกต้องครบทุกจุดการลัดวงจรไปขั้นตอนที่ 4 อย่างไรก็ดีถ้ายังไม่ถูกต้องครบทุกจุดจะกลับไปทำงานตั้งค่าการทำงานใหม่ในขั้นตอนที่ 2

ขั้นตอนที่ 4 เลือกตำแหน่งที่จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว โดยกำหนดให้มีการติดตั้งที่สายป้อนหลักเพียงอย่างเดียว และทำการติดตั้งเพียงเครื่องเดียวเท่านั้น

ขั้นตอนที่ 5 สมมุติให้การลัดวงจรเกิดขึ้นที่บัส k ของสายส่งย่อย โดยพิจารณาการเกิดลัดวงจรที่สายย่อยเท่านั้น

ขั้นตอนที่ 6 เลือกเงื่อนไขการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ให้สอดคล้องกับตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (ขั้นตอนที่ 4) และตำแหน่งของการเกิดลัดวงจร (ขั้นตอนที่ 5)

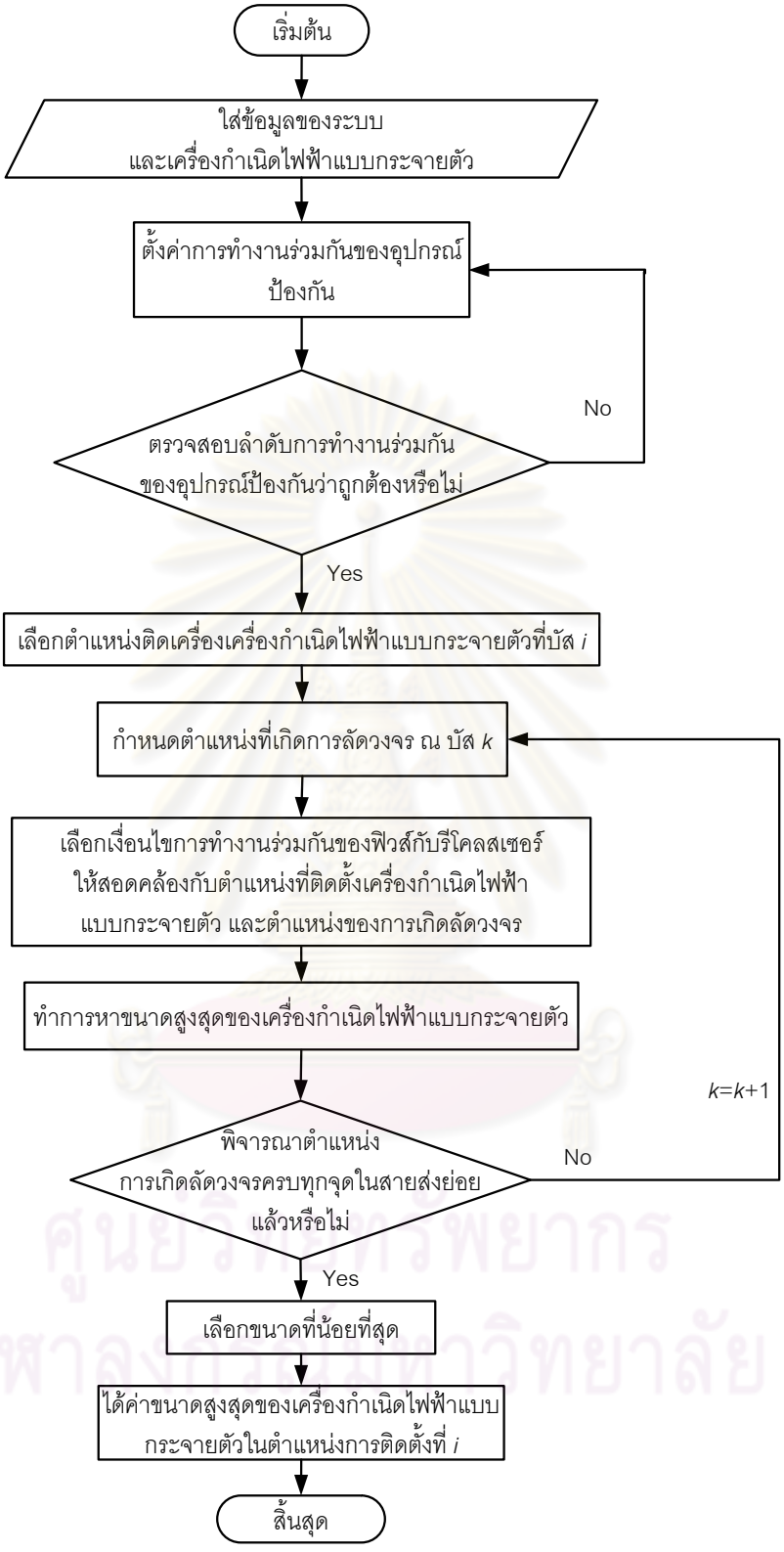
ขั้นตอนที่ 7 เข้ากระบวนการการหาขนาดสูงสุดที่เหมาะสม

ขั้นตอนที่ 8 ทำการตรวจสอบ ว่าพิจารณาตำแหน่งในการเกิดลัดวงจรครบทุกจุดในสายส่งย่อยแล้วหรือไม่ ถ้ายังกลับไปขั้นตอนที่ 5

ขั้นตอนที่ 9 เมื่อพิจารณาตำแหน่งในการเกิดลัดวงจรครบทุกจุดในสายส่งย่อยแล้ว จะทำการเลือกขนาดที่น้อยที่สุด ที่ได้มาจากการหาขนาดสูงสุดที่เหมาะสม ทั้งนี้ที่ทำการเลือกขนาดที่น้อยที่สุดเพื่อเป็นการยืนยันว่าไม่ว่าจะเกิดลัดวงจรที่ตำแหน่งไหน จะไม่ก่อให้เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ได้ ในขั้นตอนนี้จะได้ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในตำแหน่งที่เลือกไว้ในขั้นตอนที่ 4

จากขั้นตอนที่ได้กล่าวมาแล้วสามารถแสดงเป็นผังกระบวนการได้รูปที่ 4.9

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.9 กระบวนการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

4.5.2 การปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน

การปรับเปลี่ยนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน จะเป็นการปรับปรุงแก้ไขกราฟคุณลักษณะของตัวรีโคลสเซอร์ หรือการเปลี่ยนการตั้งค่าการทำงาน อย่างไรก็ตามสำหรับบางกรณีที่ไม่สามารถที่จะทำงานปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสเซอร์ได้ เนื่องมาจากเมื่อทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสเซอร์เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าวแล้ว กลับส่งให้การทำงานร่วมกันของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ในตำแหน่งเกิดการลัดวงจรอื่นผิดพลาดขึ้นได้ ดังนั้นจึงพิจารณาการเปลี่ยนขนาดของฟิวส์ร่วมด้วยเพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว สำหรับข้อดีของวิธีนี้คือ ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อได้ตามต้องการ อย่างไรก็ดีขนาดที่จะเชื่อมต่อต้องอยู่ในเกณฑ์ที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ โดยที่แรงดัน 33 kV ขนาด 10 MW ต่อ 1 วงจร และที่ระดับแรงดัน 22 kV ขนาด 8 MW ต่อ 1 วงจร โดยไม่เกิน 4 ราย ต่อ 1 วงจร [20] และข้อเสียของวิธีนี้คือ มีความยุ่งยากซับซ้อนในการปรับเปลี่ยนการทำงาน ยิ่งระบบมีขนาดใหญ่มากเท่าไรจะมีความยากในการตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันมากยิ่งขึ้น กระบวนการปรับเปลี่ยนระบบป้องกันจะอธิบายไว้ในหัวข้อที่ 4.5.2.1.1 ดังนี้

4.5.2.1.1 กระบวนการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน

ในหัวข้อนี้จะเป็นการอธิบายกระบวนการในการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน ซึ่งขั้นตอนของกระบวนการมีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 วิเคราะห์สาเหตุของปัญหาที่เกิดขึ้นว่าเกิดจากสาเหตุใด โดยแบ่งสาเหตุหลักออกเป็น 2 สาเหตุคือ กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นเกินค่ากระแสสูงสุดของขอบเขตการทำงานร่วมกัน (*Ifmax* จากรูปที่ 3.7) หรือกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ตัวนั้นๆน้อยกว่าค่าขอบเขตการทำงานร่วมกัน (*Ifmin* จากรูปที่ 3.7) โดยทั้งสองสาเหตุนี้เป็นสาเหตุที่ทำให้ลำดับการทำงานของอุปกรณ์เปลี่ยนไป ส่งผลให้เกิดการทำงานผิดพลาดได้

ขั้นตอนที่ 2 ทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของตัวรีโคลสเซอร์ เมื่อทราบสาเหตุจากขั้นตอนที่ 1 แล้วจะทำงานปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสเซอร์ตามสาเหตุจากขั้นตอนที่ 1 ดังนี้

กระแสลัดวงจรเกินค่าสูงสุดการทำงานร่วมกัน จะทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสเซอร์ให้มีความไวมากขึ้น หรือทำการปรับเปลี่ยนกราฟคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์

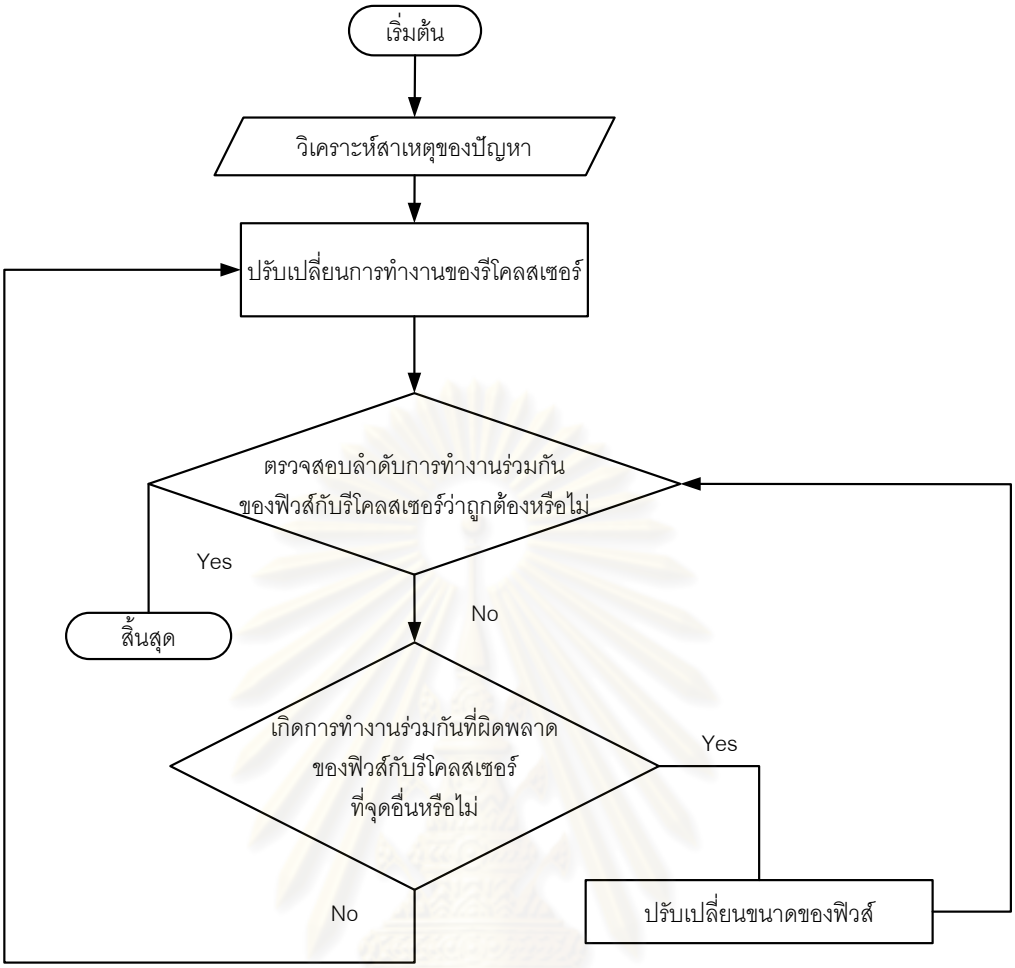
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์มีค่าน้อยลง ซึ่งอาจน้อยกว่าค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ ดังนั้นจึงทำการปรับลดค่ากระแสเริ่มต้นทำงาน หรือทำการปรับเปลี่ยนกราฟคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์

ขั้นตอนที่ 3 ตรวจสอบการทำงานของระบบหลังจากทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสเซอร์ ถ้ายังมีการทำงานที่ผิดพลาดกลับไปขั้นตอนที่ 2 และทำการปรับเปลี่ยนค่าจนกว่าจะไม่มีการทำงานผิดพลาด

ขั้นตอนที่ 4 เมื่อไม่สามารถทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสเซอร์เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าวได้ จะทำการพิจารณาการปรับเปลี่ยนขนาดของฟิวส์ร่วมกับการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสเซอร์ โดยนำสาเหตุที่ได้จากขั้นตอนที่ 1 มาวิเคราะห์ กรณีที่กระแสลัดวงจรเกินค่ากระแสสูงสุดของการทำงานร่วมกันจะทำการเพิ่มขนาดฟิวส์ให้มีขนาดใหญ่มากขึ้น สำหรับกรณีที่กระแสลัดวงจรน้อยกว่าค่ากระแสต่ำสุด จะทำการปรับเปลี่ยนขนาดฟิวส์ให้มีค่าน้อยลง

จากขั้นตอนที่ได้กล่าวมาแล้วสามารถแสดงเป็นผังกระบวนการได้รูปที่ 4.10

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.10 กระบวนการปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 5

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

จากบทที่ 4 ได้กล่าวถึงผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่ออุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในแต่ละรูปแบบต่างๆ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกพิจาณากรณีที่ส่งผลต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาดไปจะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบลดลง สำหรับบทนี้จะกล่าวถึงหลักการพื้นฐานของการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายในหัวข้อที่ 5.2-5.3 หลังจากนั้นจะเป็นการพูดถึงการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้เมื่อพิจารณาการทำงานที่ผิดพลาดของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ในหัวข้อที่ 5.4

5.1 ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ในประเทศไทยการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะถูกประเมินมาตรฐานคุณภาพบริการทุกปี (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตเริ่มถูกประเมินที่ปี 2552) เพื่อเป็นการตรวจสอบคุณภาพของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ซึ่งจะมีการแยกประเมินออกเป็น 2 มาตรฐานคือ มาตรฐานทางด้านเทคนิคและมาตรฐานคุณภาพบริการ โดยมาตรฐานทางด้านเทคนิค จะมีดัชนีที่ใช้ในการประเมินต่างออกไประหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิต และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะมีดัชนีที่ใช้ประเมินด้วยกัน 7 ดัชนี และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะมีด้วยกัน 2 ดัชนี คือ ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับ และ ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ [21] ซึ่งดัชนีดังกล่าวนี้จะเป็นดัชนีที่ใช้การการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงมีความสำคัญเพราะเป็นตัวบ่งบอกคุณภาพบริการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยนิยามของความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าหมายถึง ความคาดหวังว่าระบบไฟฟ้าจะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องโดยมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องน้อยที่สุด โดยที่ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้ได้เป็น 2 ประเภทคือ

1) ความเพียงพอของระบบ (System adequacy)

2) ความมั่นคงของระบบ (System security)

ความเพียงพอของระบบ หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าและพลังงานทั้งหมดได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่อุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังยังคงทำงานภายในพิกัดและมีระดับแรงดันอยู่ในช่วงที่กำหนด การศึกษาความ

เชื่อถือได้ที่เกี่ยวกับความเพียงพอของระบบ เป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state condition) เพื่อทำการตรวจสอบปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้ากำลัง

ความมั่นคงของระบบ หมายถึงความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดซึ่งเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบหรืออุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะทำการวิเคราะห์ในสภาวะพลวัต (Dynamic condition)

สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะใช้วิธีดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด รายละเอียดแสดงได้ดังหัวข้อที่ 5.2

5.2 **ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด** (Reliability Indices at Load Point) [12, 22]

ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดใดๆ ขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ที่ต่ออยู่ระหว่างจุดจ่ายไฟ (Supply) กับจุดโหลดนั้นๆ นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับระยะเวลาที่ทำให้อุปกรณ์ที่เกิดขัดข้อง กลับคืนสภาวะการทำงานได้ตามปกติและต่อเข้ากับระบบได้อีกด้วย การคำนวณค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบที่ต่ออนุกรม สามารถคำนวณได้ตามสมการดังต่อไปนี้

$$\lambda_i = \sum \lambda_k \tag{5.1}$$

$$U_i = \sum \lambda_k r_k \tag{5.2}$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} = \frac{\sum \lambda_k r_k}{\sum \lambda_k} \tag{5.3}$$

โดย

k คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรม

i คือ จุดโหลด

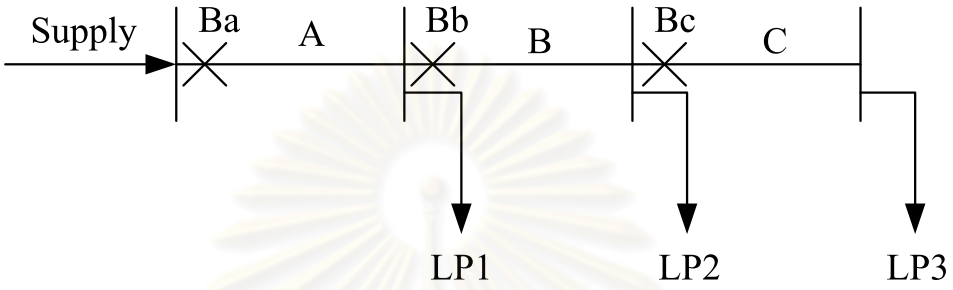
λ คือ อัตราขัดข้องของอุปกรณ์

r คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

U คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตัวอย่างตามรูปที่ 5.1 เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียลที่ประกอบด้วยสายไฟฟ้า เบรกเกอร์ บัสบาร์ ต่ออนุกรมกัน การคำนวณความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด LP1 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A รวมทั้งเบรคเกอร์ Ba ด้วย ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด LP2 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A และสายไฟ B รวมทั้งเบรคเกอร์ Ba และ Bb ส่วนความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด LP3 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A, B และ C รวมทั้งเบรคเกอร์ Ba, Bb และ Bc



รูปที่ 5.1 ตัวอย่างระบบแบบเรเดียล 3 จุดโหลด

กำหนดอัตราการล้มเหลวและช่วงเวลาที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเฉลี่ยแต่ละครั้งของสายไฟ A, B และ C ตามตารางที่ 5.1 โดยความเชื่อถือได้ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ Ba, Bb และ Bc เป็น 100% สำหรับผลจากการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด แสดงได้ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลของอุปกรณ์ของระบบตัวอย่าง

สายไฟ	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้อง(ชั่วโมง/ปี)
A	0.2	6
B	0.1	5
C	0.15	8

ตารางที่ 5.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบตัวอย่าง

จุดโหลด	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้อง (ชั่วโมง/ปี)	ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์(ชั่วโมง/ปี)
L1	0.2	6	1.2
L2	0.3	5.7	1.7
L3	0.45	6.4	2.9

5.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าและอ้างอิงโหลด (Customer and Load Oriented Index) [12, 22]

ดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย จะประกอบด้วยดัชนีที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า และอ้างอิงโหลด โดยดัชนีที่ใช้ประเมินมีดังต่อไปนี้

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็น ครั้งต่อปีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการ

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (5.4)$$

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) หมายถึง ดัชนีบอกจำนวนเวลาที่ไฟดับเฉลี่ยของทั้งระบบ มีหน่วยเป็น ชั่วโมงต่อปีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการ

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (5.5)$$

นอกจากนี้ยังมีดัชนีอื่นๆ อย่างไรก็ตามดัชนีดังกล่าวนั้นไม่นิยมนำมาใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้จึงขออธิบายนิยามของดัชนีแต่ละตัวดังนี้

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟดับเฉลี่ยของผู้ใช้ไฟฟ้า

CAIFI แตกต่างจาก SAIFI คือตัวหารของ SAIFI จะใช้จำนวนผู้ใช้ไฟทั้งหมด อย่างไรก็ดี CAIFI จะใช้จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดผลกระทบ คือ ที่มีไฟดับเท่านั้น ดังนั้นค่า CAIFI จึงเป็นค่าที่ไม่นิยมหาเนื่องจากหาค่อนข้างยาก

CAIDI (Customer Average Interruption Duration) หมายถึง ดัชนีแสดงจำนวนเวลาที่มีไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อครั้ง

ASAI (Average Service Availability Index) หมายถึง ดัชนีชี้บอกการมีไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย

ASUI (Average Service Unavailability Index) หมายถึง ดัชนีแสดงการไม่มีไฟฟ้าใช้ของลูกค้าเฉลี่ย

สำหรับดัชนีด้านพลังงานไฟฟ้ามีด้วยกันหลายตัว เช่น AENS ACCI และ ENS สำหรับรายละเอียดและสมการที่ใช้ในการคำนวณจะขอยกตัวอย่างดัชนีที่เลือกใช้เท่านั้น นั้นคือ ENS

ENS (Energy Not Supplied Index) หมายถึง ดัชนีแสดงถึงค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ คำนวณได้ดังสมการ

$$ENS = \sum L\,U_i \tag{5.6}$$

โดย

N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่จุดโหลด i

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

L คือ ค่าโหลดเฉลี่ยของ ณ จุดโหลด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาดัชนีความเชื่อถือที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้าและโหลด 3 ดัชนี คือ SAIFI, SAIDI และ ENS เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เนื่องจากดัชนีดังกล่าวเป็นดัชนีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้นำมาใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5.4 การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์

เมื่อพิจารณาถึงความผิดพลาดในการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งทำให้วงจรที่ไม่ได้เกิดลัดวงจรถูกตัดออกจากระบบโดยไม่จำเป็น ส่งผลให้พื้นที่ดังกล่าวต้องพบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณากรณีที่การทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ทำงานผิดพลาด จากความผิดพลาดดังกล่าวจะทำให้การลัดวงจรแบบชั่วคราวเปลี่ยนเป็นการลัดวงจรแบบถาวร ทำให้ระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องเจอกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลานานเพิ่มขึ้น ซึ่งเท่ากับระยะเวลาในการซ่อมแซมหรือระยะเวลาในการเปลี่ยนอุปกรณ์ของฟิวส์ เป็นผลทำให้ค่าระยะที่เกิดเหตุขัดข้อง (Outage time) เพิ่มมากขึ้น ดังนั้นสำหรับการวิเคราะห์ความ

เชื่อถือได้เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ จึงได้ทำการแบ่งค่าพารามิเตอร์พื้นฐานแต่ละตัวออกเป็น 2 กลุ่ม ประกอบด้วย ค่าพารามิเตอร์กรณีการลัดวงจรแบบชั่วคราว กับค่าพารามิเตอร์กรณีการลัดวงจรแบบถาวร ดังสมการต่อไปนี้

$$\lambda_k = \lambda_{P,k} + \lambda_{t,k} \tag{5.7}$$

โดยที่ $\lambda_{p,k}$ และ $\lambda_{t,k}$ คืออัตราการขัดข้องของอุปกรณ์กรณีการลัดวงจรแบบถาวรและแบบชั่วคราวของอุปกรณ์ k ตามลำดับ สำหรับระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ป้องกันจะแบ่งเช่นเดียวกันกับอัตราการขัดข้องของอุปกรณ์ ดังนั้นระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ป้องกันแสดงได้ดังสมการที่ (5.8)-(5.9)

$$U_{P,k} = \lambda_{P,k} r_{P,k} \tag{5.8}$$

$$U_{t,k} = \lambda_{t,k} r_{t,k} \tag{5.9}$$

โดยที่ $U_{p,k}$ และ $U_{t,k}$ คือระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์ป้องกันกรณีการลัดวงจรแบบถาวรและชั่วคราวของอุปกรณ์ k ตามลำดับและ $r_{p,k}$ และ $r_{t,k}$ คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์กรณีการลัดวงจรแบบถาวรและแบบชั่วคราวของอุปกรณ์ k ตามลำดับ สำหรับค่า $r_{t,k}$ กรณีที่ไม่เกิดการทำงานที่ผิดพลาดระยะเวลาดังกล่าวจะมีค่าน้อยมากดังนั้นจึงไม่พิจารณาค่าดังกล่าว อย่างไรก็ตามเมื่อเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ฟิวส์จะทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานแบบเร็ว ถ้าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราว จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณดังกล่าวต้องเจอกับเหตุการณ์ไฟดับเป็นระยะเวลาที่นานขึ้น ซึ่งเท่ากับระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนฟิวส์นั้นเอง ดังนั้นค่า $r_{t,k}$ คือระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนฟิวส์

สำหรับระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว และระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์แสดงได้ดังสมการที่ (5.10)-(5.11) ตามลำดับ

$$U_k = U_{p,k} + U_{t,k} \tag{5.10}$$

$$r_k = \frac{U_k}{\lambda_k} \tag{5.11}$$

การพิจารณาค่าอัตราขัดข้องแบบชั่วคราวของอุปกรณ์ที่จะนำมาคำนวณค่าดัชนีพื้นฐานเพื่อนำไปใช้คำนวณหาดัชนีประเมินความเชื่อถือได้ จากรูปที่ 5.2 จะแยกการพิจารณาจุดการ

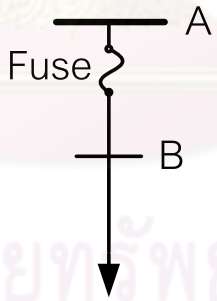
ลัดวงจรในสายย่อย 2 ตำแหน่งคือ ที่จุดหลังฟิวส์ และจุดก่อนหน้าหม้อแปลงแรงดันต่ำ (จุด B รูปที่ 5.2) สำหรับจุดหลังฟิวส์จะถือว่าฟิวส์ที่ติดตั้งจะใกล้กับสายป้อนมากและค่าอิมพีแดนซ์ของฟิวส์มีค่าน้อยมาก ดังนั้นการพิจารณาลัดวงจรที่จุดหลังฟิวส์นั้นจะพิจาณาการลัดวงจรที่สายป้อนหลักแทน (จุด A รูปที่ 5.2) การพิจารณาค่าอัตราขัดข้องแบบชั่วคราวของอุปกรณ์เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ผิดพลาด จะแบ่งการวิเคราะห์ออกเป็น 3 กรณีคือ

1) เมื่อการลัดวงจรที่จุด A และการลัดวงจรที่จุด B ทำให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ค่าอัตราขัดข้องแบบชั่วคราวของอุปกรณ์ที่นำมาคิดคือค่าอัตราขัดข้องของสายส่ง A-B

2) เมื่อการลัดวงจรที่จุด A ทำให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ และการลัดวงจรที่จุด B ไม่ก่อให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด ค่าอัตราขัดข้องแบบชั่วคราวของอุปกรณ์ที่นำมาคิดคือค่าอัตราขัดข้องของสายส่ง A-B หารด้วยสอง

3) เมื่อการลัดวงจรที่จุด A และการลัดวงจรที่จุด B ไม่ทำให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ดังนั้นจึงไม่ทำการพิจารณาอัตราขัดข้องของอุปกรณ์ป้องกันที่เกิดจากการลัดวงจรแบบชั่วคราว

โดยค่าอัตราขัดข้องของอุปกรณ์จะกำหนดให้มาจากเหตุการณ์ลัดวงจรทั้งหมด



รูปที่ 5.2 ตำแหน่งการวิเคราะห์การลัดวงจร

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 6

ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ

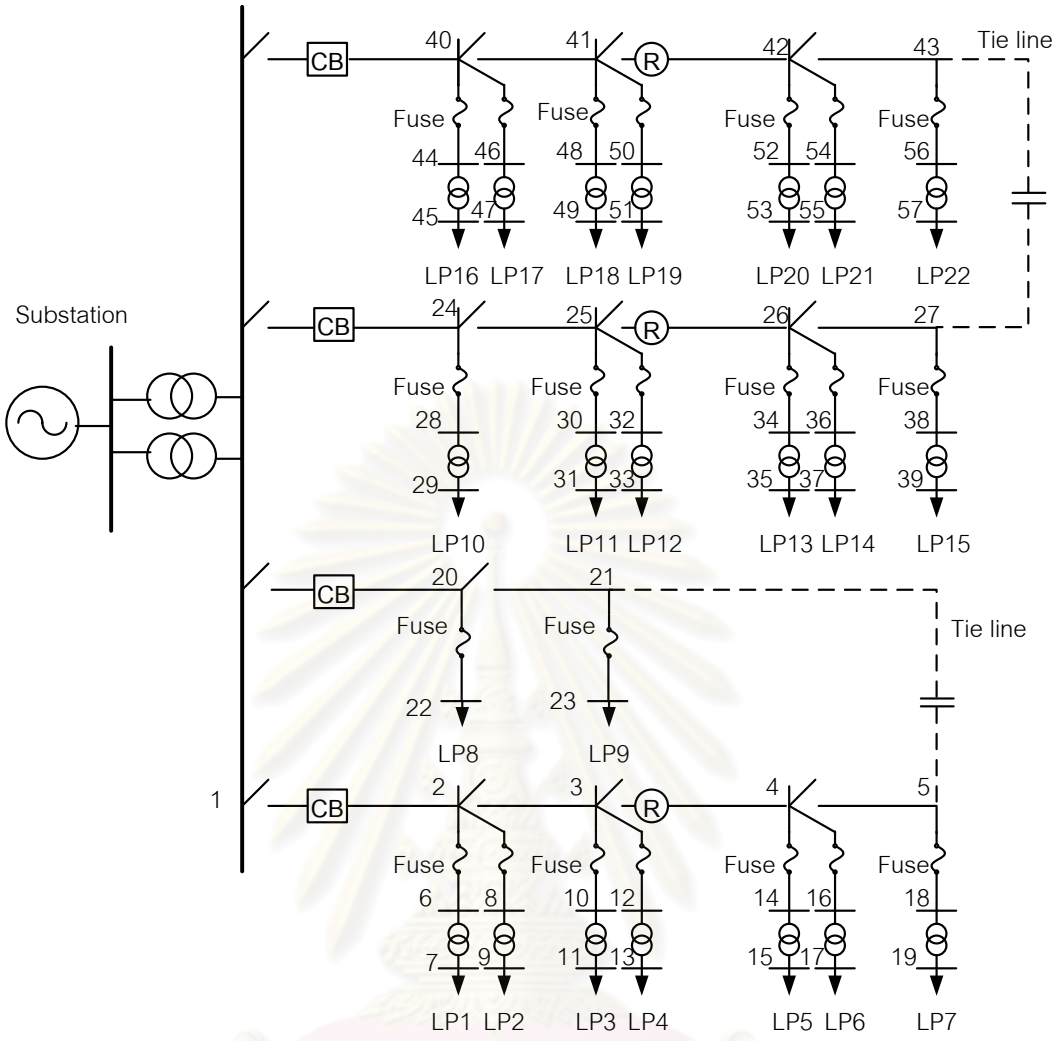
บทนี้จะเป็นการกล่าวถึงผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะใช้ระบบทดสอบ 2 ระบบทดสอบประกอบด้วย ระบบ RBTS Bus 2 [23] และ ระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะมีรายละเอียดของระบบทดสอบดังแสดงไว้ในหัวข้อที่ 6.1 ส่วนขั้นตอนการทดสอบจะแสดงในหัวข้อที่ 6.2 และสุดท้ายของบทนี้คือ ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบจะแสดงในหัวข้อที่ 6.3-6.4 นอกจากนั้นได้มีการนำข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นำมาทดสอบกับระบบทั้งสอง รวมไปถึงการนำวิธีการหาขนาดสูงสุดที่เหมาะสมไปประยุกต์ใช้อีกด้วย

6.1 ระบบทดสอบ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้ทำการทดสอบผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยระบบที่นำมาเพื่อทดสอบดูผลกระทบดังกล่าวมีด้วยกัน 2 ระบบ คือ ระบบ RBTS BUS 2 แสดงรายละเอียดได้ดังหัวข้อที่ 6.1.1 และ ระบบที่ดัดแปลงมาจากการระบบจริงของไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แสดงรายละเอียดได้ดังหัวข้อที่ 6.1.2

6.1.1 ระบบทดสอบ RBTS BUS 2

ระบบทดสอบ RBTS BUS 2 แสดงได้ดังรูปที่ 6.1 เป็นระบบแรงดันที่ 11 kV ประกอบด้วยสายป้อน 4 วงจร มีจุดโหลดทั้งหมด 22 จุดโหลด ค่าโหลดในแต่ละจุดโหลดจะใช้เป็นค่าเฉลี่ย ซึ่งรวมค่าโหลดทั้งหมดเท่ากับ 13.69 MVA โดยในแต่ละสายป้อนจะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นตัวป้องกันส่ายป้อนที่ต้นทาง รีโคลสเซอร์จะติดตั้งอยู่ที่กึ่งกลางของสายป้อน และในส่ายย่อยแต่ละสายจะมีฟิวส์เป็นตัวป้องกัน กำหนดให้ค่ากระแสลัดวงจรที่หลังหม้อแปลงเท่ากับ 48 MVA ที่แรงดัน 11 kV สำหรับข้อมูลค่าสถิตการทำงานของอุปกรณ์แสดงได้ดังตารางที่ 6.1 ข้อมูลประเภท จำนวน และขนาดของผู้ใช้ไฟฟ้า ณ จุดโหลดต่างๆ แสดงได้ดังตารางที่ 6.2 และข้อมูลความยาวของแต่ละสายป้อนแสดงดังตารางที่ 6.3



รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบ RBTS BUS 2

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์

ชนิดของอุปกรณ์	λ (ครั้งต่อปี)	r (ชั่วโมง)	Repl(ชั่วโมง)	s (ชั่วโมง)
หม้อแปลง	0.015	200	10	1
สายเปลือย	0.065/km	5	–	1
สายเคเบิล	0.04/km	30	–	3
เบรกเกอร์	0.006/km	4	–	1
บัสบาร์	0.001	2	–	1

โดย Repl คือ ระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนอุปกรณ์ (Replacement time)

λ คือ อัตราล้มเหลว (Failure rate)

r คือ ระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time)

s คือ ระยะเวลาในการตัดต่อวงจร (Swithing time)

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลประเภท จำนวน และขนาดของผู้ใช้ไฟฟ้า ณ จุดโหลดต่างๆ

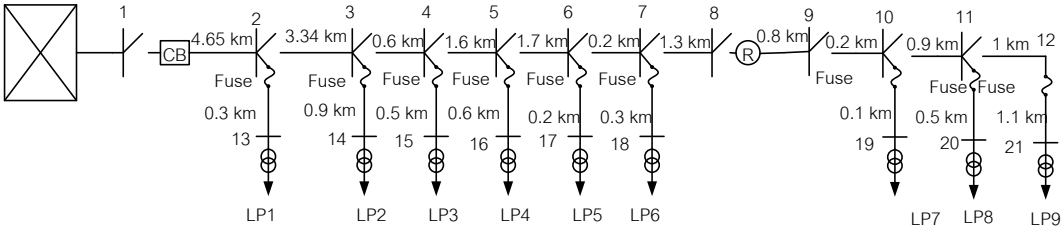
ตำแหน่งโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	โหลดเฉลี่ย (MW)	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า
1-3,10,11	บ้านพักที่อยู่อาศัย	0.535	210
12,17-19	บ้านพักที่อยู่อาศัย	0.45	200
8	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1	1
9	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.15	1
4,5,13,14,20,21	หน่วยงานราชการ	0.566	1
6,7,15,16,22	ธุรกิจบริการ	0.454	10

ตารางที่ 6.3 ข้อมูลความยาวของแต่ละสายป้อน

กลุ่มที่ 1	ความยาว (km)	เลขที่สายป้อน
1	0.6	2,6,10,14,17,21,25,28,30,34
2	0.75	1,4,7,9,12,16,19,22,24,27,29,32,35
3	0.8	3,5,8,11,13,15,18,20,23,26,31,33,36

6.1.2 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นระบบที่สถานีพนมสารคามสายป้อนที่ 2 ที่ระดับแรงดัน 22 kV จากระบบจริงซึ่งมีสายแยกย่อยไปยังผู้ใช้ไฟจำนวนมาก ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการรวมโหลดหลายจุดโหลดให้เป็นจุดโหลดเดียวกันในแต่ละสายย่อย ซึ่งสามารถยุบรวมได้ทั้งหมด 9 จุดโหลด มีค่าโหลดทั้งหมด 4.8 MVA และกำหนดให้ค่ากระแสลัดวงจรที่หลังหม้อแปลงเท่ากับ 50 MVA ที่แรงดัน 22 kV ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งแสดงไว้ดังตารางที่ 6.4 ข้อมูลประเภท จำนวน ณ จุดโหลดต่างๆ แสดงได้ดังตารางที่ 6.5



รูปที่ 6.2 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 6.4 ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ของระบบดัดแปลงจากกฟภ.

ชนิดของอุปกรณ์	λ (ครั้งต่อปี)	r (ชั่วโมง)	Repl(ชั่วโมง)	s (ชั่วโมง)
หม้อแปลง	0.015	200	10	1
สายเปลือย	0.065/km	5	–	1
สายเคเบิล	0.04/km	30	–	3
เบรกเกอร์	0.006/km	4	–	1
บัสบาร์	0.001	2	–	1

ตารางที่ 6.5 ข้อมูลประเภท จำนวน ณ จุดโหลดต่างๆของระบบ กฟภ.

ตำแหน่งโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า
4	บ้านพักที่อยู่อาศัย	210
2,3,5,9	บ้านพักที่อยู่อาศัย	200
1,6,7,8	ธุรกิจบริการ	10

6.2 วิธีการทดสอบ

ขั้นตอนในการทดสอบ จะเริ่มต้นด้วยการแสดงผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จากนั้นจะเป็นการนำแนวทางที่ได้นำเสนอไว้ในหัวข้อที่ 4.5 เพื่อแก้ปัญหาที่เกิดขึ้น

การทดสอบเพื่อดูผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ จะทำการพิจารณาการลัดวงจร 2 ประเภทคือ การลัดวงจรแบบสามเฟส และการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน โดยแต่ละประเภทการลัดวงจรจะจะแบ่งออกเป็น 3 กรณี คือ

กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

กรณีที่ 2 มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งหน้ารีโคลสเซอร์ซึ่งสัมพันธ์กับรูปปัญหาแบบผลกระทบที่ 3 และ 4 จากหัวข้อที่ 4.2

กรณีที่ 3 มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งหลังรีโคลสเซอร์ซึ่งสัมพันธ์รูปปัญหาแบบผลกระทบที่ 1 และ 2 จากหัวข้อที่ 4.2

สำหรับกรณีที่ 2 และ 3 จะพิจารณาติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เพียงเครื่องเดียวเท่านั้นในแต่ละกรณี และพิจารณาการผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ที่สายป้อนเส้นเดียวกันเท่านั้น

6.3 ผลการทดสอบของระบบ RBTS BUS 2

ผลการทดสอบโดยพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสแสดงได้ดังหัวข้อที่ 6.3.1 และผลการทดสอบโดยพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินแสดงได้ดังหัวข้อที่ 6.3.2

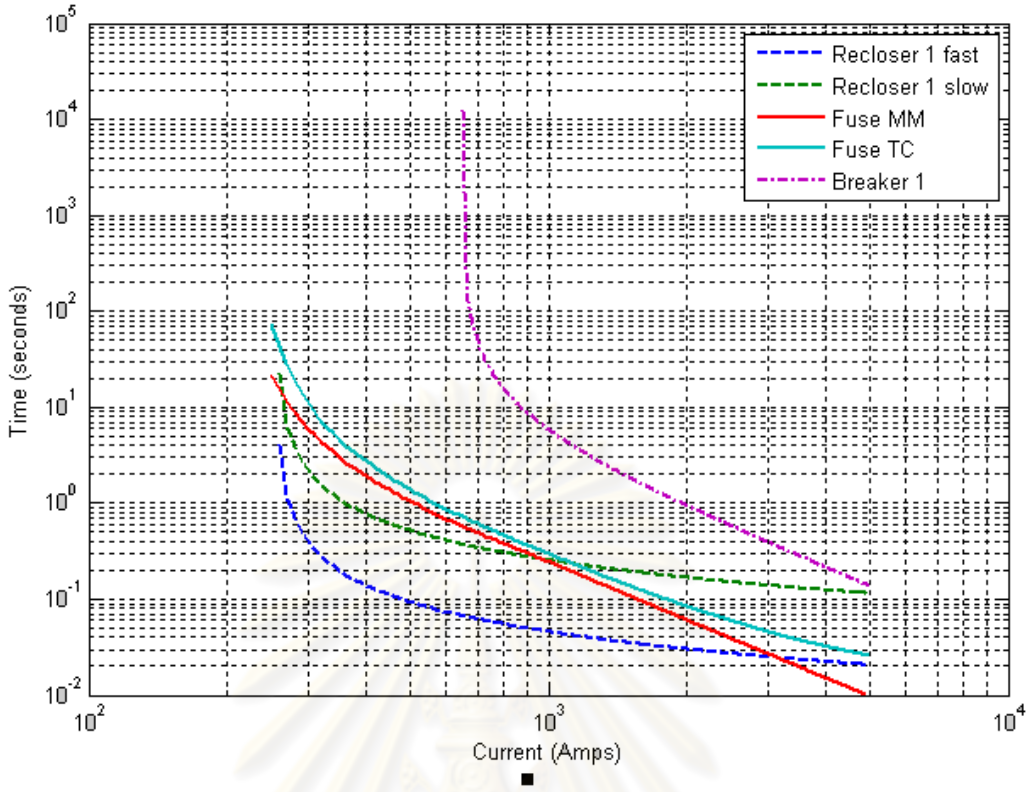
6.3.1 การพิจารณาลัดวงจรแบบสามเฟส

ผลการทดสอบผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 กรณี ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 6.2 สำหรับผลการทดสอบผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในกรณีที่ 2 และ 3 จะเลือกขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาด 6 MVA ค่าพาวเวอร์แฟกเตอร์ (PF) เท่ากับ 0.85 และกำหนดให้ค่าอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วงซับทรานเซียน (Sub-transient) เป็นร้อยละ 20 ของช่วงสภาวะคงตัว (Steady-state) ผลการทดสอบแต่ละกรณีแสดงได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

กรณีที่ 1 จะกำหนดให้เป็นกรณีฐาน ก่อนที่จะประเมินถึงผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์และความเชื่อถือได้นั้น ต้องทำการตั้งค่าการทำงานของระบบทดสอบให้มีความถูกต้องก่อน สำหรับหลักการตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 3.2 ขั้นตอนแรกต้องทำการคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจร เพื่อนำมาพิจารณาเลือกขนาดของอุปกรณ์ป้องกันและการตั้งค่าการทำงานร่วมกันของแต่ละอุปกรณ์ป้องกัน เนื่องจากทดสอบจะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่สายป้อนที่ 1 (สายป้อนเส้นล่าง) เพียงสายป้อนเดียว ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงขอแสดงกราฟการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์แต่ละชนิดเฉพาะในสายป้อนที่ 1 เท่านั้นโดยแสดงได้ดังรูปที่ 6.3 การตั้งค่าการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน จะเริ่มจากการพิจารณาเวลาในการทำงานของฟิวส์ แล้วเลือกขนาดของฟิวส์ที่ทำงานในเวลาที่พิจารณา อีกทั้งขนาดที่เลือกต้องทนกระแสโหลดต่อเนื่องได้ด้วย เมื่อได้ขนาดของฟิวส์แล้วจะมาทำการตั้งค่าการทำงานของรีโคลสเซอร์ให้สัมพันธ์กับฟิวส์ โดยกราฟการช่วงการทำงานเร็วของรีโคลสเซอร์คูณด้วยค่าคงที่ค่าหนึ่ง ต้องอยู่ต่ำกว่ากราฟเวลาเริ่มหลอมละลายของฟิวส์ตลอดช่วงค่ากระแสลัดวงจรในสายป้อนที่ฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ตัวนั้นๆทำหน้าที่ป้องกันระบบ และกราฟช่วงการทำงานช้าของรีโคลสเซอร์ต้องอยู่เหนือกว่าค่าเวลาหลอมละลายทั้งหมดของฟิวส์ และกราฟที่อยู่บนสุดคือเซอร์กิตเบรกเกอร์ ดังแสดงในดังรูปที่ 6.3 โดยมีขอบเขตการทำงานร่วมกันอยู่ที่ประมาณ 1,000 A-3,000 A คุณลักษณะที่เลือกใช้สำหรับเซอร์กิตเบรกเกอร์คือ แบบ Extremely Inverse (EI) และรีโคลสเซอร์จะใช้แบบ Standard Inverse (SI) ในทุกสายป้อน สำหรับฟิวส์ในสายป้อนที่ 1 ,3 และ 4 ฟิวส์ที่อยู่หน้ารีโคลสเซอร์ที่เลือกใช้คือ 65K และฟิวส์ที่อยู่หลังรีโคลสเซอร์ที่เลือกใช้คือ 100K สายป้อนที่ 2 ฟิวส์ที่เลือกใช้คือ 100K สำหรับค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการตั้งค่าการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ในแต่ละสายป้อนจากสมการที่ (3.1) แสดงได้ดังตารางที่ 6.6 โดยการค่าดังกล่าวนี้เป็นการตั้งค่าสำหรับเซอร์กิตเบรกเกอร์กับรีโคลสเซอร์ชนิดด้านเฟส

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 6.3 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์บนสายป้อนที่ 1

ตารางที่ 6.6 พารามิเตอร์ต่างๆของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ของระบบ RBTS

อุปกรณ์		ตัวแปร	สายป้อน 1	สายป้อน 2	สายป้อน 3	สายป้อน 4
เบรกเกอร์		A	80.000	80.000	80.000	80.000
		B	2.000	2.000	2.000	2.000
		TD	0.100	2.000	0.500	0.100
รีโคลสเซอร์	ช่วงการทำงานเร็ว	A	0.140	0.140	0.140	0.140
		B	0.020	0.020	0.020	0.020
		TD	0.009	0.009	0.004	0.004
	ช่วงการทำงานช้า	A	0.140	0.140	0.140	0.140
		B	0.020	0.020	0.020	0.020
		TD	0.050	0.300	0.070	0.070

ตารางที่ 6.7 แสดงค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย จากค่าการไหลของกระแสลัดวงจรในตารางที่ 6.7 เมื่อนำไปพิจารณาลำดับการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จากค่าการทำงานที่ตั้งไว้ พบว่าลำดับการทำงานเป็นไปอย่างถูกต้อง ดังนั้นค่าการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ตั้งไว้มีความถูกต้อง เมื่อการตั้งค่าการทำงานในสภาวะไม่มีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อเข้ากับระบบมีความถูกต้องแล้ว ถัดไปก็จะเป็นการทดสอบในแต่ละกรณีที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 6.2

ตารางที่ 6.7 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2

ตำแหน่งการลัดวงจร (บัส)	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)							
	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7
6	12	2544	4	5	5	4	4	4
8	15	6	2450	6	6	5	5	5
10	14	8	8	2219	5	5	5	5
12	11	7	7	4	2297	4	4	4
14	2031	11	11	8	8	2022	4	4
16	2047	10	10	7	8	4	2039	4
18	1954	11	11	9	9	5	5	1944

สำหรับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากรณีที่ยังไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวคำนวณได้ตามตารางที่ 6.8

ตารางที่ 6.8 ดัชนีความเชื่อถือได้ในกรณีที่ 1 ของระบบ RBTS

ดัชนีความเชื่อถือได้	กรณีที่ 1
SAIFI-perm. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.1809
SAIDI-perm. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	4.3176
ENS -perm. (MWh)	48.0009
SAIFI-temp. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	–
SAIDI-temp. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	–
ENS -temp. (MWh)	–
Total SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.1809
Total SAIDI (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	4.3176
Total ENS (MWh)	48.0009

กรณีที่ 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งหน้ารีโคลสเซอร์

กรณีที่ 2 ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หน้ารีโคลสเซอร์ที่บัส 2 กระแสลัดวงจรในแต่ละบัสจะเพิ่มมากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 6.9 และค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย แสดงได้ดังตารางที่ 6.10 เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ โดยแยกพิจาณาตำแหน่งเกิดลัดวงจรที่สายย่อยออกเป็น 2 กลุ่มคือ ตำแหน่งลัดวงจรเกิดขึ้นที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์ และตำแหน่งเกิดลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์ โดยจะแยกย่อยการพิจารณาตำแหน่งการลัดวงจรออกเป็นอีก 2 ตำแหน่งในสายย่อย คือ ตำแหน่งหลังฟิวส์ และตำแหน่งหน้าหม้อแปลงไฟฟ้าแรงต่ำ โดยตำแหน่งหลังฟิวส์จะพิจารณาว่าฟิวส์อยู่ใกล้กับสายป้อนมากและฟิวส์มีค่าอิมพีแดนซ์น้อยมาก จึงพิจารณาบัสที่สายป้อนหลักแทน

1) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หน้ารีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 4 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 2, 3, 6, 8, 10 และ 12 จะไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด เพราะกรณีนี้มีค่ากระแสลัดวงจรไหลผ่านรีโคลสเซอร์เล็กน้อย และน้อยกว่าค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ทำให้เมื่อเกิดการลัดวงจรฟิวส์ที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงาน ยังทำงานได้ถูกต้องเหมือนเดิม และเมื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หลังรีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบที่ 3 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 4, 5, 14, 16 และ 18 สำหรับกรณีนี้อุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงานก่อนคือรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว จากตารางที่ 6.10 ค่ากระแสลัดวงจรที่ผ่านรีโคลสเซอร์ และฟิวส์ที่ 5, 6 และ 7 ยังอยู่ในช่วงขอบเขตการทำงานร่วมกัน ลำดับการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ยังไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้นจึงไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาด ถึงแม้ว่าค่ากระแสลัดวงจรจะเพิ่มขึ้นก็ตาม และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 4 และ 5 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรเท่ากับ 2,916 A และ 2,650 A ตามลำดับ (จากตารางที่ 6.9) ค่ากระแสดังกล่าวยังอยู่ในขอบเขตการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ดังนั้นจึงไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสซอร์ที่ผิดพลาด ดังนั้นเมื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จึงยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ตารางที่ 6.9 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 2 ของระบบ RBTS

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)		ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)	
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2		กรณีที่ 1	กรณีที่ 2
บัส 1	3222	4116	บัส 30	2223	2612
บัส 2	2860	3831	บัส 31	205	207
บัส 3	2560	3320	บัส 32	2203	2585
บัส 4	2309	2916	บัส 33	204	207
บัส 5	2137	2650	บัส 34	2064	2394
บัส 6	2544	3303	บัส 35	203	205
บัส 7	208	214	บัส 36	2047	2371
บัส 8	2450	3151	บัส 37	203	205
บัส 9	207	213	บัส 38	1933	2219
บัส 10	2219	2780	บัส 39	202	204
บัส 11	205	211	บัส 40	2838	3508
บัส 12	2297	2902	บัส 41	2543	3065
บัส 13	205	211	บัส 42	2295	2712
บัส 14	2022	2481	บัส 43	2127	2479
บัส 15	202	208	บัส 44	2455	2942
บัส 16	2039	2505	บัส 45	207	209
บัส 17	203	208	บัส 46	2525	3044
บัส 18	1944	2366	บัส 47	207	210
บัส 19	202	208	บัส 48	2282	2694
บัส 20	2850	3530	บัส 49	205	207
บัส 21	2601	3157	บัส 50	2204	2586
บัส 22	2540	3068	บัส 51	204	207
บัส 23	2258	2664	บัส 52	2012	2323
บัส 24	2857	3538	บัส 53	202	205
บัส 25	2541	3064	บัส 54	1893	2165
บัส 26	2340	2775	บัส 55	201	203
บัส 27	2123	2474	บัส 56	1878	2146
บัส 28	2542	3069	บัส 57	201	203
บัส 29	208	210			

ตารางที่ 6.10 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2

ตำแหน่งการลัดวงจร (บัส)	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)							
	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7
6	13	3303	5	5	5	4	4	4
8	17	7	3150	7	7	6	6	6
10	15	10	10	2779	6	5	5	5
12	11	8	8	4	2901	4	4	4
14	2489	12	12	9	9	2480	4	4
16	2513	12	12	8	9	4	2504	4
18	2375	13	13	10	10	5	5	2365

กรณีที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หลังรีโคลสเซอร์

กรณีที่ 3 ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ด้านหลังรีโคลสเซอร์ที่บัส 5 จะทำให้กระแสลัดวงจรในแต่ละบัสเพิ่มมากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 6.11 และค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย แสดงได้ดังตารางที่ 6.12 โดยพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ โดยแยกพิจาณาตำแหน่งการเกิดลัดวงจรที่สายย่อยออกเป็น 2 กลุ่มเหมือนกับกรณีที่ 2

1) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หน้ารีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 2 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 2, 3, 6, 8, 10 และ 12 สำหรับกรณีนี้ฟิวส์ต้องทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วเมื่อพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์ ซึ่งเกินค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ ดังนั้นรีโคลสเซอร์จึงทำงานอย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ 1, 2, 3 และ 4 เมื่อเกิดลัดวงจรที่ บัส 6, 8, 10 และ 12 ตามลำดับค่ากระแสลัดวงจรดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน ดังนั้นจึงไม่มีการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาดไป และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 2 และ 3 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรเท่ากับ 3,733 A และ 3,498 A ตามลำดับ (จากตารางที่ 6.11) ค่ากระแสดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน ทำให้ไม่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หลังรีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 1 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 4, 5, 14, 16 และ 18 สำหรับกรณีนี้อุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงานก่อน คือ รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว จากตารางที่ 6.12 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน ฟิวส์ 5, 6 และ 7 เมื่อเกิดลัดวงจรที่บัส 14, 16 และ 18 ตามลำดับ จะสังเกตเห็นว่าค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะมีค่ามากกว่าที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์ เนื่องจากกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะมาจากที่สถานีไฟฟ้าย่อยรวมกับกระแสลัดวงจรที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งจากค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์มากกว่านั้นเป็นผลให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 4 และ 5 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรเท่ากับ 3,305 A และ 3,176 A ตามลำดับ (จากตารางที่ 6.11) ค่ากระแสดังกล่าวจะเกินขอบเขตการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ (3,000 A) เป็นผลให้ฟิวส์ทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว จากความผิดพลาดเมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 4, 5, 14, 16 และ 18 ถ้าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราว จะทำให้การลัดวงจรแบบชั่วคราวเปลี่ยนเป็นการลัดวงจรแบบถาวร ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในสายย่อยดังกล่าว คือ จุดโหลดที่ 5, 6 และ 7 ต้องพบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระยะเวลาที่ยาวนานขึ้น

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.11 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 3 ของระบบ RBTS

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)		ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)	
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 3		กรณีที่ 1	กรณีที่ 3
บัส 1	3222	4023	บัส 30	2223	2572
บัส 2	2860	3733	บัส 31	205	207
บัส 3	2560	3498	บัส 32	2203	2545
บัส 4	2309	3305	บัส 33	204	207
บัส 5	2137	3176	บัส 34	2064	2360
บัส 6	2544	3225	บัส 35	203	205
บัส 7	208	213	บัส 36	2047	2338
บัส 8	2450	3079	บัส 37	203	205
บัส 9	207	213	บัส 38	1933	2190
บัส 10	2219	2915	บัส 39	202	204
บัส 11	205	214	บัส 40	2838	3438
บัส 12	2297	3046	บัส 41	2543	3011
บัส 13	205	214	บัส 42	2295	2669
บัส 14	2022	2781	บัส 43	2127	2443
บัส 15	202	215	บัส 44	2455	2891
บัส 16	2039	2810	บัส 45	207	209
บัส 17	203	215	บัส 46	2525	2989
บัส 18	1944	2803	บัส 47	207	210
บัส 19	202	217	บัส 48	2282	2651
บัส 20	2850	3459	บัส 49	205	207
บัส 21	2601	3099	บัส 50	2204	2546
บัส 22	2540	3012	บัส 51	204	206
บัส 23	2258	2621	บัส 52	2012	2291
บัส 24	2857	3468	บัส 53	202	205
บัส 25	2541	3010	บัส 54	1893	2137
บัส 26	2340	2731	บัส 55	201	203
บัส 27	2123	2439	บัส 56	1878	2118
บัส 28	2542	3014	บัส 57	201	203
บัส 29	208	210			

ตารางที่ 6.12 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2

ตำแหน่งการลัดวงจร (บัส)	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)							
	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7
6	942	3225	5	5	6	5	5	6
8	910	6	3078	7	7	7	7	7
10	949	9	9	2913	6	5	5	6
12	981	7	7	4	3045	4	4	4
14	1784	11	11	8	8	2779	4	4
16	1805	10	10	7	7	4	2808	4
18	1744	11	11	8	8	4	4	2800

จากหัวข้อที่ 5.4 ที่กล่าวถึงการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้กรณีที่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด ดังนั้นการคำนวณดัชนีพื้นฐานที่จะนำมาใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของกรณีที่ 3 จะเพิ่มส่วนของพารามิเตอร์ที่เป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราวด้วย โดยจะเลือกแสดงตัวอย่างการคำนวณดัชนีพื้นฐานของจุดโหลดที่ 5 ในกรณีที่ 3 เมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 ซึ่งแสดงได้ดังตารางที่ 6.13 และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีแสดงดัง ตารางที่ 6.14

ตารางที่ 6.13 การคำนวณค่าดัชนีพื้นฐานการลัดวงจรสามเฟสของระบบ RBTS

	กรณีที่ 1			กรณีที่ 3					
Outage	λ	r	U	λ	r	U	λ_t	r_t	U_t
Case	(ครั้ง/ปี)	(ชั่วโมง)	(ชั่วโมง/ปี)	(ครั้ง/ปี)	(ชั่วโมง)	(ชั่วโมง/ปี)	(ครั้ง/ปี)	(ชั่วโมง)	(ชั่วโมง/ปี)
Sub.Tr1	0.015	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0	0	0
Sub.Tr2	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0	0	0
Breaker	0.00600	4	0.02400	0.00600	4	0.02400	0	0	0
Line 1-2	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0	0	0
Line 2-3	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0	0	0
Line 3-4	0.04875	5	0.24375	0.04875	5	0.24375	0	0	0
Line 4-5	0.03900	1	0.03900	0.03900	1	0.03900	0	0	0
Line2-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line2-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line3-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line3-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line4-14	0.032	30	0.960	0.032	30	0.960	0.96	1.00	0.96
Line4-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line5-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trans6-7	0.015	200	3.000	0.015	200	3.000	0.00	0.00	0.00

ตารางที่ 6.14 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีของการลัดวงจรแบบสามเฟสในระบบ RBTS

ดัชนีความเชื่อถือได้	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
SAIFI-perm. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.1809	0.1809	0.1809
SAIDI-perm. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	4.3176	4.3176	4.3176
ENS -perm. (MWh)	48.0009	48.0009	48.0009
SAIFI-temp. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	–	0	0.01352
SAIDI-temp. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	–	0	0.01352
ENS -temp. (MWh)	–	0	1.30752
Total SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.1809	0.1809	0.1944
Total SAIDI (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	4.3176	4.3176	4.3311
Total ENS (MWh)	48.0009	48.0009	49.3084

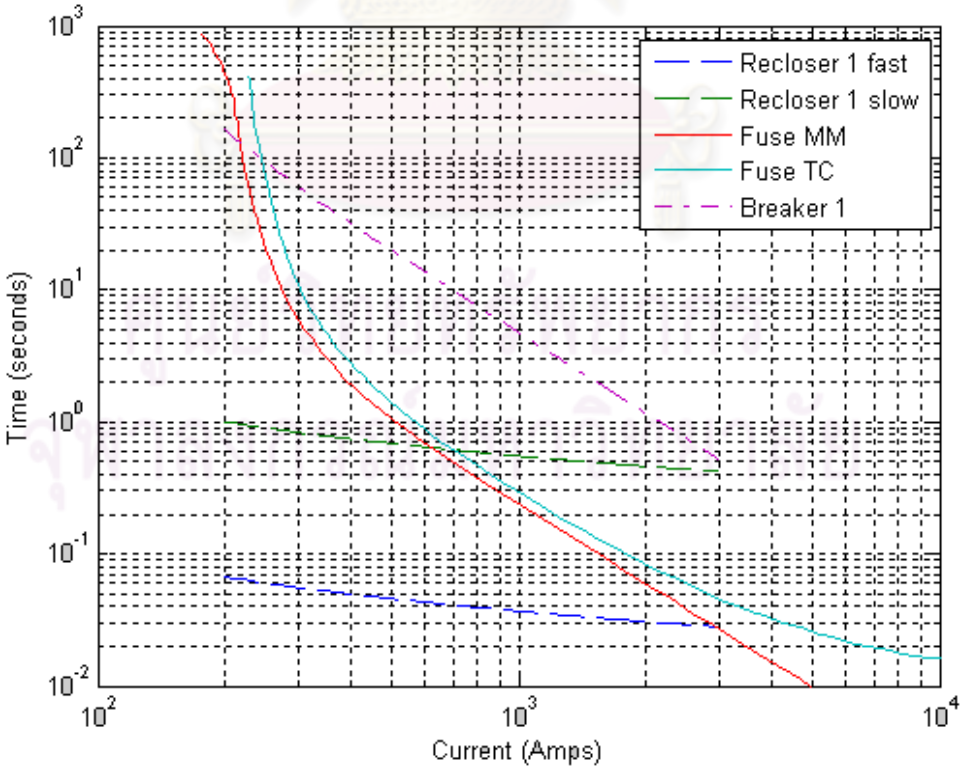
จากตารางที่ 6.13 กรณีที่ 3 ซึ่งเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ เป็นผลให้การลัดวงจรแบบชั่วคราวเปลี่ยนเป็นการลัดวงจรแบบถาวร เมื่อพิจารณาการลัดวงจรที่ตำแหน่งหลังฟิวส์กับที่หน้าหม้อแปลงไฟฟ้าแรงดันต่ำ ดังนั้นในการคำนวณดัชนีพื้นฐานจึงพิจารณาอัตราขัดข้องของสาย 5-18 ดังที่อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 5.4 และระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องจะเท่ากับระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนฟิวส์ จากความผิดพลาดที่เกิดขึ้นส่งผลให้ดัชนีทั้งสามตัว มีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 ซึ่งเมื่อมาพิจารณาที่ตารางที่ 6.14 จะเห็นว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีที่ 3 มีค่ามากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 จากค่าดัชนีที่เพิ่มขึ้นนี้จะชี้ให้เห็นว่าความเชื่อถือได้ของระบบลดน้อยลง

6.3.2 การพิจารณาลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ผลการทดสอบผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 กรณี ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 6.2 สำหรับผลการทดสอบผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในกรณีที่ 2 และ 3 จะเลือกขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาด 6 MVA ค่าพาวเวอร์แฟกเตอร์ (PF) เท่ากับ 0.85 และกำหนดให้ค่าอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วงซับทรานเซียน (Sub-transient) เป็นร้อยละ 20 ของช่วงสภาวะคงตัว (Steady-state) ผลการทดสอบแต่ละกรณีแสดงได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

กรณีที่ 1 จะกำหนดให้เป็นกรณีฐาน ก่อนที่จะประเมินถึงผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์และความเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น ต้องทำการตั้งค่าการทำงานของระบบทดสอบให้มีความถูกต้องก่อน โดยการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน ตัวที่เป็นตัวตรวจจับจะเป็นเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ด้านกราวด์ ขั้นตอนการตั้งค่าการทำงานของการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินจะเหมือนกับการลัดวงจรแบบสามเฟส ต่างตรงที่ค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินจะมีค่าน้อยกว่าการลัดวงจรแบบสามเฟส โดยกำหนดให้ค่ากระแสเริ่มต้นทำงานมีค่าประมาณ 0.3 เท่าของกระแสโหลดปกติ กราฟการทำงานร่วมกันแสดงได้ดังรูปที่ 6.4 โดยมีขอบเขตการทำงานร่วมกันอยู่ที่ประมาณ 600 A- 2,900 A คุณลักษณะที่เลือกใช้สำหรับเซอร์กิตเบรกเกอร์คือ แบบ Extremely Inverse (EI) และรีโคลสเซอร์จะใช้แบบ Standard Inverse (SI) ในทุกสายป้อน สำหรับฟิวส์ในสายป้อนที่ 1 ,3 และ 4 ฟิวส์ที่อยู่หน้ารีโคลสเซอร์ที่เลือกใช้คือ 65K และฟิวส์ที่อยู่หลังรีโคลสเซอร์ที่เลือกใช้คือ 100K สายป้อนที่ 2 ฟิวส์ที่เลือกใช้คือ 100K ค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการตั้งค่าการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ชนิดด้านกราวด์ในแต่ละสายป้อน จากสมการที่ (3.1) แสดงได้ดังตารางที่ 6.15



รูปที่ 6.4 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์บนสายป้อนที่ 1

ตารางที่ 6.15 พารามิเตอร์ต่างๆของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ของระบบ RBTS ด้านกราวด์

อุปกรณ์		ตัวแปร	สายป้อน 1	สายป้อน 2	สายป้อน 3	สายป้อน 4
เบรกเกอร์		A	80.000	80.000	80.000	80.000
		B	2.000	2.000	2.000	2.000
		TD	5.000	4.000	4.000	3.000
รีโคลสเซอร์	ช่วงการทำงานเร็ว	A	0.140	0.140	0.140	0.140
		B	0.020	0.020	0.020	0.020
		TD	0.020	0.008	0.008	0.008
	ช่วงการทำงานช้า	A	0.140	0.140	0.140	0.140
		B	0.020	0.020	0.020	0.020
		TD	0.300	0.100	0.100	0.100

ตารางที่ 6.16 แสดงค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย จากค่าการไหลของกระแสลัดวงจรในตารางที่ 6.16 เมื่อนำไปพิจารณาลำดับการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จากค่าการทำงานที่ตั้งไว้ พบว่าลำดับการทำงานเป็นไปอย่างถูกต้อง ดังนั้นค่าการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ตั้งไว้มีความถูกต้อง เมื่อการตั้งค่าการทำงานในสภาวะไม่มีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อเข้ากับระบบมีความถูกต้องแล้ว ถัดไปก็จะเป็นการทดสอบในแต่ละกรณีที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 6.2

ตารางที่ 6.16 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2

ตำแหน่งการลัดวงจร	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)							
(บัส)	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7
6	27	2570	10	10	11	9	9	9
8	31	12	2391	12	12	10	10	10
10	28	15	15	2014	11	9	9	9
12	23	14	14	9	2141	8	8	8
14	1751	17	17	14	14	1735	8	8
16	1773	17	17	13	14	8	1758	8
18	1653	18	18	15	15	9	9	1635

สำหรับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากรณีที่ยังไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว สามารถหาได้ตามตารางที่ 6.17

ตารางที่ 6.17 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีของการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินในระบบ RBTS

ดัชนีความเชื่อถือได้	กรณีที่ 1
SAIFI-perm. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.0602
SAIDI-perm. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	1.4364
ENS -perm. (MWh)	26.3131
SAIFI-temp. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	–
SAIDI-temp. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	–
ENS -temp. (MWh)	–
Total SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.0602
Total SAIDI (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	1.4364
Total ENS (MWh)	26.3131

กรณีที่ 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งหน้ารีโคลสเซอร์

กรณีที่ 2 ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หน้ารีโคลสเซอร์ที่บัส 2 กระแสลัดวงจรในแต่ละบัสจะเพิ่มมากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 6.18 และค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย แสดงได้ดังดังตารางที่ 6.19 เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ โดยแยกพิจาณาตำแหน่งลัดวงจรที่สายย่อยออกเป็น 2 กลุ่มคือ ตำแหน่งลัดวงจรเกิดขึ้นที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์ และตำแหน่งลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์ โดยจะพิจารณาตำแหน่งการลัดวงจร 2 ตำแหน่งในสายย่อย คือ ตำแหน่งหลังฟิวส์ และตำแหน่งหน้าหม้อแปลงไฟฟ้าแรงต่ำ

1) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หน้ารีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 4 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 2, 3, 6, 8, 10 และ 12 จะไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาด เพราะกรณีนี้มีค่ากระแสลัดวงจรไหลผ่านรีโคลสเซอร์เล็กน้อย และน้อยกว่าค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ทำให้เมื่อเกิดการลัดวงจรฟิวส์ที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงาน ยังทำงานได้ถูกต้องเหมือนเดิม และเมื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หลังรีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 3 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 4, 5, 14, 16 และ 18 สำหรับกรณีนี้อุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงานก่อนคือรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว จากตารางที่ 6.19 ค่ากระแสลัดวงจรที่ผ่านรีโคลสเซอร์ และฟิวส์ที่ 5, 6 และ 7 ยังอยู่ในช่วงขอบเขตการทำงานร่วมกัน ลำดับการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ยังไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้นจึงไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาด ถึงแม้ว่าค่ากระแสลัดวงจรจะเพิ่มขึ้นก็ตาม และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 4 และ 5 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรเท่ากับ 2,657 A และ 2,271 A ตามลำดับ (จากตารางที่ 6.18) ค่ากระแสดังกล่าวยังอยู่ในขอบเขตการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ดังนั้นจึงไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาด ดังนั้นเมื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จึงยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.18 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 2 ของระบบ RBTS

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)		ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)	
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2		กรณีที่ 1	กรณีที่ 2
บัส 1	4308	5347	บัส 30	2020	2217
บัส 2	3269	4451	บัส 31	203	204
บัส 3	2620	3342	บัส 32	1989	2180
บัส 4	2175	2657	บัส 33	202	204
บัส 5	1907	2271	บัส 34	1791	1944
บัส 6	2568	3278	บัส 35	200	202
บัส 7	207	213	บัส 36	1768	1916
บัส 8	2389	2996	บัส 37	200	201
บัส 9	206	212	บัส 38	1619	1742
บัส 10	2011	2425	บัส 39	198	199
บัส 11	202	208	บัส 40	3216	3762
บัส 12	2139	2610	บัส 41	2586	2925
บัส 13	203	209	บัส 42	2153	2381
บัส 14	1733	2033	บัส 43	1895	2068
บัส 15	199	205	บัส 44	2399	2686
บัส 16	1756	2064	บัส 45	206	208
บัส 17	199	205	บัส 46	2533	2855
บัส 18	1633	1898	บัส 47	207	209
บัส 19	198	203	บัส 48	2114	2332
บัส 20	3259	3822	บัส 49	203	205
บัส 21	2712	3090	บัส 50	1989	2180
บัส 22	2574	2909	บัส 51	202	204
บัส 23	2086	2298	บัส 52	1720	1859
บัส 24	3264	3829	บัส 53	199	201
บัส 25	2585	2924	บัส 54	1567	1682
บัส 26	2227	2473	บัส 55	197	198
บัส 27	1887	2060	บัส 56	1548	1660
บัส 28	2566	2898	บัส 57	197	198
บัส 29	207	209			

ตารางที่ 6.19 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2

ตำแหน่งการลัดวงจร (บัส)	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)							
	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7
6	30	3279	11	11	12	10	10	10
8	35	13	2997	14	14	12	12	12
10	30	17	17	2426	12	10	10	10
12	25	15	15	9	2611	8	8	8
14	2051	19	19	15	15	2034	9	9
16	2082	19	19	14	15	8	2065	8
18	1918	20	20	16	16	10	10	1899

กรณีที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หลังรีโคลสเซอร์

กรณีที่ 3 ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หลังรีโคลสเซอร์ที่บัส 5 จะทำให้กระแสลัดวงจรในแต่ละบัสเพิ่มมากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 6.20 และค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย แสดงได้ดังตารางที่ 6.21 เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ โดยแยกพิจาณาตำแหน่งลัดวงจรที่สายย่อยออกเป็น 2 กลุ่มเหมือนกับกรณีที่ 2

1) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หน้ารีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 2 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 2, 3, 6, 8, 10 และ 12 สำหรับกรณีนี้ฟิวส์ต้องทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วเมื่อพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์ ซึ่งเกินค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ ดังนั้นรีโคลสเซอร์จึงทำงาน อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ 1, 2, 3 และ 4 เมื่อเกิดลัดวงจรที่ บัส 6, 8, 10 และ 12 ตามลำดับค่ากระแสลัดวงจรดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน ดังนั้นจึงไม่มีการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาดไป และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 2 และ 3 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรเท่ากับ 4,213 A และ 3,708 A ตามลำดับ (จากตารางที่ 6.20) ค่ากระแสลัดวงจรดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน ทำให้ไม่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ดังนั้นความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หลังรีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 1 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 4, 5, 14, 16 และ 18 สำหรับกรณีนี้อุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงานก่อน คือ รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว จากตารางที่ 6.21 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน ฟิวส์ 5, 6 และ 7 เมื่อเกิดลัดวงจรที่บัส 14, 16 และ 18 ตามลำดับ จะสังเกตเห็นว่าค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะมีค่ามากกว่าที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์เนื่องจาก กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะมาจากที่สถานีไฟฟ้าย่อยรวมกับกระแสลัดวงจรที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว อย่างไรก็ตามจากค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์มากกว่ารีโคลสเซอร์นั้น ไม่ทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ เนื่องจากการลัดวงจรที่เกิดขึ้น รีโคลสเซอร์ทางด้านเฟสสามารถตัวตรวจจับการลัดวงจรที่เกิดขึ้นได้และมีเวลาในการทำงานน้อยกว่าเวลาในการทำงานของฟิวส์ จึงทำให้รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วทำงานก่อนฟิวส์ ดังนั้นจึงไม่เกิดการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาด ทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบมีค่าเท่าเดิม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.20 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 3 ของระบบ RBTS

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)		ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)	
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 3		กรณีที่ 1	กรณีที่3
บัส 1	4308	5219	บัส 30	2020	2194
บัส 2	3269	4191	บัส 31	203	204
บัส 3	2620	3685	บัส 32	1989	2157
บัส 4	2175	3453	บัส 33	202	204
บัส 5	1907	3398	บัส 34	1791	1926
บัส 6	2568	3119	บัส 35	200	201
บัส 7	207	212	บัส 36	1768	1899
บัส 8	2389	2861	บัส 37	200	201
บัส 9	206	212	บัส 38	1619	1728
บัส 10	2011	2617	บัส 39	198	199
บัส 11	202	212	บัส 40	3216	3697
บัส 12	2139	2830	บัส 41	2586	2885
บัส 13	203	213	บัส 42	2153	2355
บัส 14	1733	2509	บัส 43	1895	2048
บัส 15	199	213	บัส 44	2399	2651
บัส 16	1756	2555	บัส 45	206	208
บัส 17	199	213	บัส 46	2533	2817
บัส 18	1633	2684	บัส 47	207	209
บัส 19	198	216	บัส 48	2114	2306
บัส 20	3259	3755	บัส 49	203	205
บัส 21	2712	3045	บัส 50	1989	2157
บัส 22	2574	2868	บัส 51	202	204
บัส 23	2086	2273	บัส 52	1720	1843
บัส 24	3264	3762	บัส 53	199	200
บัส 25	2585	2884	บัส 54	1567	1669
บัส 26	2227	2444	บัส 55	197	198
บัส 27	1887	2040	บัส 56	1548	1647
บัส 28	2566	2858	บัส 57	197	198
บัส 29	207	209			

ตารางที่ 6.21 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบ RBTS Bus 2

ตำแหน่งการลัดวงจร (บัส)	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)							
	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7
6	876	3121	11	12	13	12	12	12
8	823	13	2862	14	15	13	13	14
10	943	16	16	2618	12	11	11	12
12	1002	14	14	9	2831	10	10	11
14	1416	18	18	14	14	2509	9	10
16	1446	17	17	14	14	8	2555	10
18	1392	17	17	14	14	9	9	2684

6.3.3 การแก้ปัญหาที่เกิดขึ้น

6.3.3.1 การหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสม

จากผลการทดสอบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งต่างๆ และพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสและการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน จะพบปัญหาเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส และการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ด้านหลังรีโคลสเซอร์ โดยตำแหน่งลัดวงจรอยู่หลังรีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 1 ในหัวข้อ 4.2) ขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสแสดงได้ดังตารางที่ 6.22 และเพื่อให้เป็นการครอบคลุมทุกตำแหน่งลัดวงจรในสายย่อยจึงทำการพิจารณาตำแหน่งเกิดการลัดวงจรที่หลังฟิวส์ คือบัส 4 และ บัส 5 ซึ่งเป็นตำแหน่งที่เกิดค่ากระแสลัดวงจรที่สูงสุดในแต่ละสายย่อย

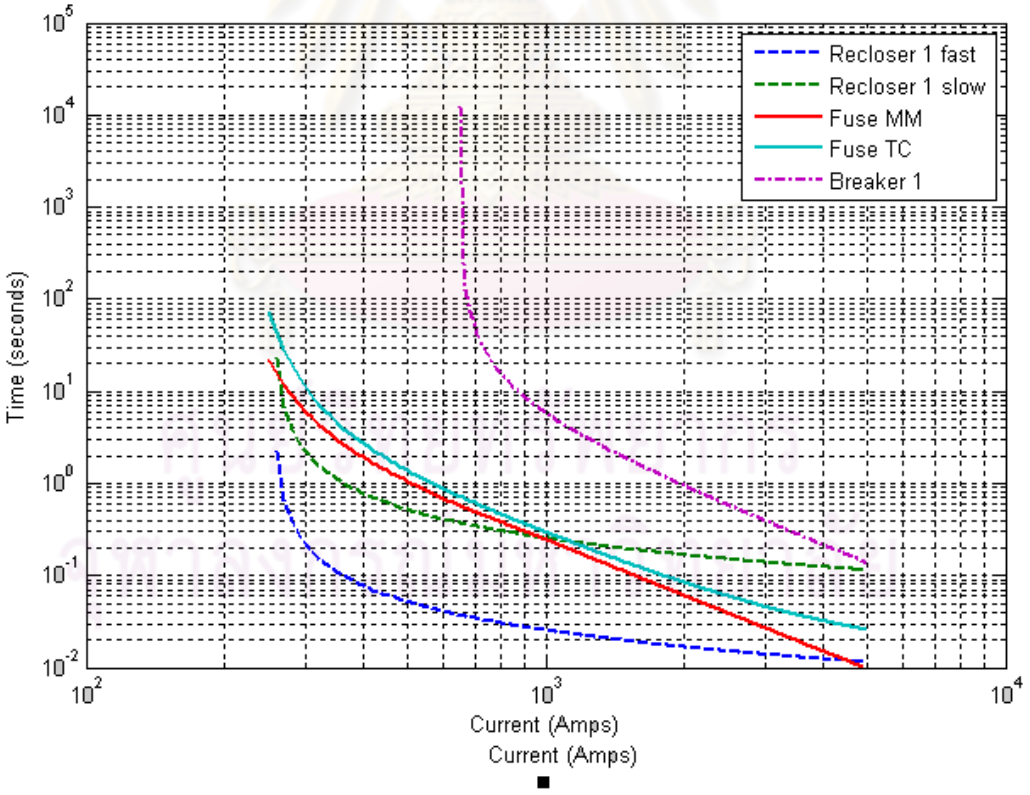
ตารางที่ 6.22 ขนาดกำลังการผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส

ติด DG ที่บัส 5	
ตำแหน่งลัดวงจร	ขนาด (MVA)
บัส 4	2.593
บัส 5	3.208
ขนาดสูงสุดเมื่อติดตั้ง DG ที่ บัส 5 (MVA)	
2.593	

ค่าขนาดกำลังผลิตสูงสุดเมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 โดยพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสควรเลือกขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่น้อยที่สุดที่ได้จากตำแหน่งลัดวงจรที่ตำแหน่งต่างๆ เพื่อครอบคลุมปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นได้ไม่ว่าจะเกิดการลัดวงจรที่บัสไหนในย่อย ซึ่งคือ บัสที่ 4 ดังนั้นขนาดกำลังการผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อต้องการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 5 มีค่าเท่ากับ 2.593 MVA

6.3.3.2 การปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน

จากปัญหาที่เกิดขึ้นเนื่องมาจากการที่ฟิวส์และรีโคลสเซอร์เห็นกระแสลัดวงจรที่ไม่เท่านั้นและค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นซึ่งเกินขอบเขตการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ดังนั้นการปรับเปลี่ยนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทำโดยการปรับเปลี่ยนให้รีโคลสเซอร์ให้มีความไวในการทำงานมากขึ้น โดยจากเดิมค่า TMS = 0.009 เปลี่ยนเป็น 0.005 กราฟการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสหลังการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสเซอร์แสดงได้ดังรูปที่ 6.5 และค่าเวลาในการทำงานของรีโคลสเซอร์และฟิวส์ก่อนและหลังทำการปรับปรุงการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์แสดงดังตารางที่ 6.23



รูปที่ 6.5 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์หลังทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสซอร์ โดยพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส

ตารางที่ 6.23 เวลาในการทำงานของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ก่อนและหลังปรับเปลี่ยนการทำงาน

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	ก่อนทำการปรับเปลี่ยน		หลังทำการปรับเปลี่ยน	
	เวลาในการทำงาน		เวลาในการทำงาน	
	ฟิวส์ (s)	รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว (s)	ฟิวส์ (s)	รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว (s)
บัส 4	0.0221	0.0318	0.0221	0.0177
บัส 5	0.0241	0.0322	0.0241	0.0179
บัส 14	0.0314	0.0318	0.0314	0.0177
บัส 16	0.0308	0.0316	0.0308	0.0176
บัส 18	0.0310	0.0322	0.0310	0.0179

จากตารางที่ 6.23 จะสังเกตเห็นว่า ก่อนทำการปรับเปลี่ยนเวลาในการทำงานของฟิวส์จะเร็วกว่าการทำงานของรีโคลสเซอร์ อย่างไรก็ตามเมื่อทำการปรับเปลี่ยนให้การทำงานของรีโคลสเซอร์มีความไวมากขึ้น เวลาในการทำงานของรีโคลสเซอร์จะน้อยลงเมื่อเทียบกับก่อนการปรับเปลี่ยน และค่าเวลาในการทำงานของฟิวส์จะมีค่าเท่าเดิม จากค่าเวลาในการทำงานของฟิวส์ที่น้อยลงนั้น จะทำให้รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วทำงานก่อนฟิวส์ซึ่งเป็นลำดับการทำงานที่ถูกต้อง

6.4 ผลการทดสอบระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

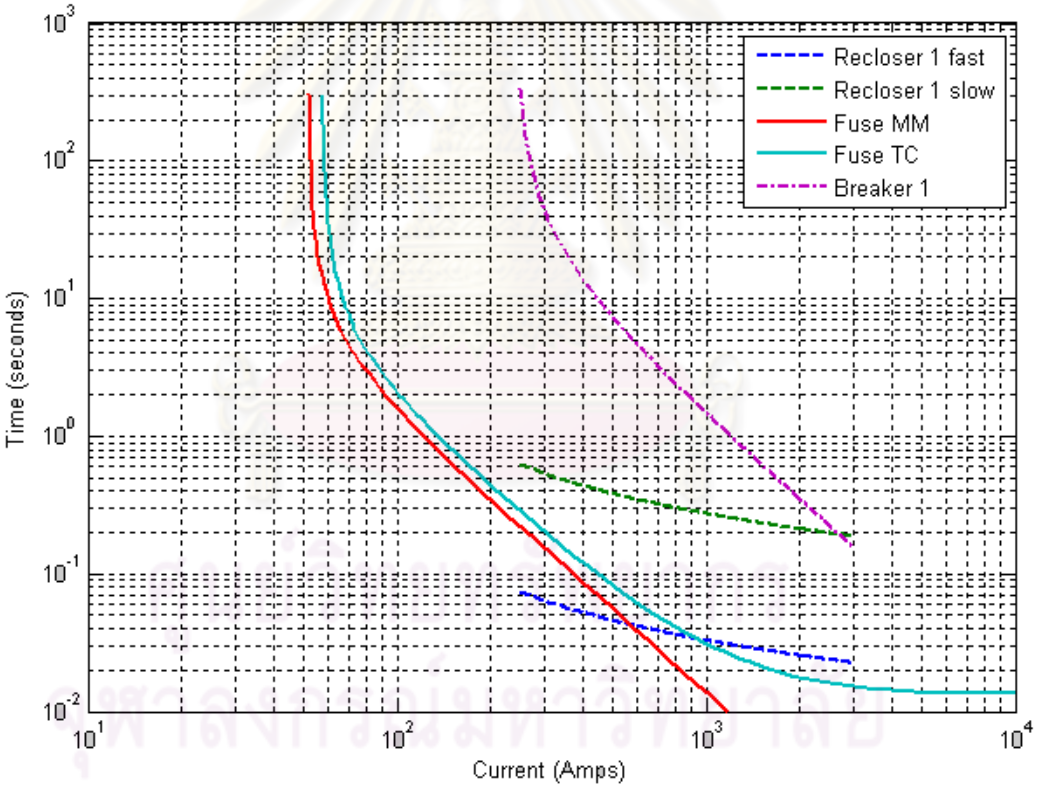
ผลการทดสอบโดยพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสแสดงได้ดังหัวข้อที่ 6.4.1 และผลการทดสอบโดยพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินแสดงได้ดังหัวข้อที่ 6.4.2

6.4.1 การพิจารณาลัดวงจรแบบสามเฟส

ผลการทดสอบผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 กรณี ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 6.2 สำหรับผลการทดสอบผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในกรณีที่ 2 และ 3 จะเลือกขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาด 4 MVA ค่าพาวเวอร์แฟกเตอร์ (PF) เท่ากับ 0.85 และกำหนดให้ค่าอิมพิแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วงซับทรานเซียน (Sub-transient) เป็นร้อยละ 20 ของช่วงสภาวะคงตัว (Steady-state) ผลการทดสอบแต่ละกรณีแสดงได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

กรณีที่ 1 จะกำหนดให้เป็นกรณีฐาน ก่อนที่จะประเมินถึงผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์และความเชื่อถือได้นั้น ต้องทำการตั้งค่าการทำงานของระบบทดสอบให้มีความถูกต้องก่อน สำหรับหลักการตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวที่จะใช้หลักการเดียวกับระบบทดสอบ RBTS BUS 2 สำหรับกราฟการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์แต่ละตัวแสดงดังรูปที่ 6.6 โดยมีขอบเขตการทำงานร่วมกันอยู่ที่ประมาณ 280 A- 590 A คุณลักษณะที่เลือกใช้สำหรับเซอร์กิตเบรกเกอร์คือ แบบ Extremely Inverse (EI) และรีโคลสเซอร์จะใช้แบบ Standard Inverse (SI) ในทุกสายป้อน สำหรับฟิวส์ที่เลือกใช้คือ 25K ทุกสายย่อย ยกเว้นสายย่อยที่ 4 เลือกใช้ขนาด 40K สำหรับค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการตั้งค่าการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ จากสมการที่ (3.1) แสดงได้ดังตารางที่ 6.24 โดยการค่าดังกล่าวนี้เป็นการตั้งค่าสำหรับเซอร์กิตเบรกเกอร์กับรีโคลสเซอร์ชนิดด้านเฟส



รูปที่ 6.6 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์

ตารางที่ 6.24 พารามิเตอร์ต่างๆของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ ของระบบดัดแปลงจากกฟภ.

อุปกรณ์		ตัวแปร	สายป้อน 1
เบรกเกอร์		A	80.000
		B	2.000
		TD	0.300
รีโคลสเซอร์	ช่วงการทำงานเร็ว	A	0.140
		B	0.020
		TD	0.012
	ช่วงการทำงานช้า	A	0.140
		B	0.020
		TD	0.100

ตารางที่ 6.25 แสดงค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย จากค่าการไหลของกระแสลัดวงจรในตารางที่ 6.25 เมื่อนำไปพิจารณาลำดับการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จากค่าการทำงานที่ตั้งไว้ พบว่าลำดับการทำงานเป็นไปอย่างถูกต้อง ดังนั้นค่าการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ตั้งไว้มีความถูกต้อง เมื่อการตั้งค่าการทำงานในสภาวะไม่มีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อเข้ากับระบบมีความถูกต้องแล้ว ถัดไปก็จะเป็นการทดสอบในแต่ละกรณีที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 6.2

ตารางที่ 6.25 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตำแหน่งการลัดวงจร (บัส)	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)									
	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7	ฟิวส์ 8	ฟิวส์ 9
13	1	788	1	1	2	1	0	0	0	1
14	3	1	567	2	3	1	1	1	0	2
15	2	1	1	568	2	1	0	0	0	1
16	2	2	3	4	506	1	0	0	0	1
17	1	2	4	5	4	467	0	0	0	0
18	1	2	4	6	5	1	458	0	0	0
19	407	2	5	8	8	2	1	407	0	0
20	381	2	6	9	10	3	1	1	380	0
21	346	3	7	10	12	4	2	1	0	344

สำหรับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากรณีที่ยังไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว สามารถหาได้ตามตารางที่ 6.26

ตารางที่ 6.26 ดัชนีความเชื่อถือได้ในกรณีที่ 1ของระบบดัดแปลงจากกฟภ.

ดัชนีความเชื่อถือได้	กรณีที่ 1
SAIFI-perm. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.9826
SAIDI-perm. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	7.5827
ENS -perm. (MWh)	26.3430
SAIFI-temp. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	–
SAIDI-temp. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	–
ENS -temp. (MWh)	–
Total SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.9826
Total SAIDI (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	7.5827
Total ENS (MWh)	26.3430

กรณีที่ 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งหน้ารีโคลสเซอร์

กรณีที่ 2 ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หน้ารีโคลสเซอร์ที่บัส 3 กระแสลัดวงจรในแต่ละบัสจะเพิ่มมากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 6.27 และค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย แสดงได้ดังตารางที่ 6.28 เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ โดยแยกพิจาณาตำแหน่งลัดวงจรที่สายย่อยออกเป็น 2 กลุ่มคือ ตำแหน่งลัดวงจรเกิดขึ้นที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์ และตำแหน่งลัดวงจรเกิดขึ้นที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์ โดยจะแยกพิจารณาตำแหน่งการลัดวงจรอีก 2 ตำแหน่งในสายย่อย คือ ตำแหน่งหลังฟิวส์ และตำแหน่งหน้าหม้อแปลงไฟฟ้าแรงต่ำ

1) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หน้ารีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 4 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 2-8 และบัส 13-18 จะไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด เพราะกรณีนี้มีค่ากระแสลัดวงจรไหลผ่านรีโคลสเซอร์เล็กน้อย และน้อยกว่าค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ทำให้เมื่อเกิดการลัดวงจร ฟิวส์ที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงานยังทำงานได้ถูกต้องเหมือนเดิม และเมื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หลังรีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 3 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 10-12 และ บัส 19-21 สำหรับกรณีนี้อุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงานก่อนคือรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว จากตารางที่ 6.28 ค่ากระแสลัดวงจรที่ผ่านรีโคลสเซอร์ และฟิวส์ที่ 7, 8 และ 9 ยังอยู่ในช่วงขอบเขตการทำงานร่วมกัน ลำดับการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จึงไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้นจึงไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาด ถึงแม้ว่าค่ากระแสลัดวงจรจะเพิ่มขึ้นก็ตาม และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 10-12 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรเท่ากับ 574 A, 540 A และ 507 A ตามลำดับ (จากตารางที่ 6.27) ค่ากระแสดังกล่าวยังอยู่ในขอบเขตการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ดังนั้นจึงไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดขึ้น และเมื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จึงยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ตารางที่ 6.27 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 2 ของระบบดัดแปลงจากกฟภ.

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)		ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)	
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2		กรณีที่ 1	กรณีที่ 2
บัส 1	1426	1641	บัส 12	371	507
บัส 2	820	1118	บัส 13	788	1065
บัส 3	622	977	บัส 14	567	867
บัส 4	598	925	บัส 15	568	866
บัส 5	533	795	บัส 16	506	744
บัส 6	476	687	บัส 17	467	672
บัส 7	470	676	บัส 18	458	655
บัส 8	433	612	บัส 19	407	567
บัส 9	414	578	บัส 20	380	522
บัส 10	411	574	บัส 21	344	466
บัส 11	391	540			

ตารางที่ 6.28 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตำแหน่งการลัดวงจร	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)									
(บัส)	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7	ฟิวส์ 8	ฟิวส์ 9
13	2	1064	1	2	3	1	1	1	0	1
14	4	1	864	3	5	2	1	1	0	3
15	5	1	2	862	6	3	1	1	1	3
16	5	1	1	1	737	3	1	1	1	3
17	7	2	2	2	3	669	2	2	1	4
18	7	2	2	2	2	3	654	2	1	4
19	561	2	4	5	3	1	1	565	1	4
20	517	2	4	6	5	0	0	1	521	4
21	461	2	5	8	8	2	1	1	0	461

กรณีที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หลังรีโคลสเซอร์

กรณีที่ 3 ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่หลังรีโคลสเซอร์ที่บัส 9 จะทำให้กระแสลัดวงจรในแต่ละบัสเพิ่มมากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 6.29 และค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย แสดงได้ดังตารางที่ 6.30 เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ โดยแยกพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่สายย่อยออกเป็น 2 กลุ่มเหมือนกับกรณีที่ 2

1) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หน้ารีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผบกระทบที่ 2 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 2-8 และ บัส 13-18 สำหรับกรณีนี้ฟิวส์ต้องทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว เมื่อพิจารณาการลัดวงจรที่บัส 13-18 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์ ซึ่งเกินค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ ดังนั้นรีโคลสเซอร์จึงทำงาน อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ 1-6 ค่ากระแสลัดวงจรดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน ดังนั้นจึงเกิดการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาดขึ้น และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 2-8 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรตามตารางที่ 6.29 ค่ากระแสดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน ทำให้ไม่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เช่นกัน ดังนั้นความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หลังรีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 1 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 10-12 และ บัส 19-21 สำหรับกรณีนี้อุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงานก่อนคือรีโคลสเซอร์ช่วง

การทำงานเร็ว เมื่อพิจารณาการลัดวงจรที่บัส 19-21 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน ฟิวส์ 7, 8 และ 9 จากตารางที่ 6.30 จะสังเกตเห็นว่าค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะมีค่ามากกว่าที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์ เนื่องจากกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะมาจากที่สถานีไฟฟ้าย่อยรวมกับกระแสลัดวงจรที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งจากค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์มากกว่านั้นเป็นผลให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงานเมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 19-21 และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่10-11 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรตามตารางที่ 6.29 ค่ากระแสลัดวงจรดังกล่าวจะเกินขอบเขตการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ (700 A) เป็นผลให้ฟิวส์ทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว อย่างไรก็ตามเมื่อเกิดการลัดวงจรที่ บัส 12 ค่ากระแสลัดวงจรถึงจะไม่เกินขอบเขตการทำงาน อย่างไรก็ดีเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบค่ากระแสลัดวงจรที่บัส 12 กับเวลาที่รีโคลสเซอร์ทำงานจะพบว่า ค่ากระแสดังกล่าวนี้ทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว ดังนั้นสำหรับกรณีที่ 3 จะเกิดการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาดเมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 10-12 และ บัส 19-21 ถ้าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราว จะทำให้การลัดวงจรแบบชั่วคราวเปลี่ยนเป็นการลัดวงจรแบบถาวร ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในสายย่อยดังกล่าว คือ จุดโหลดที่ 7, 8 และ 9 ต้องพบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระยะเวลาที่ยาวนานขึ้น

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.29 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 3 ของระบบดัดแปลงจากกฟภ.

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)		ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)	
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 3		กรณีที่ 1	กรณีที่ 3
บัส 1	1426	1605	บัส 12	371	666
บัส 2	820	1070	บัส 13	788	1021
บัส 3	622	917	บัส 14	567	818
บัส 4	598	900	บัส 15	568	844
บัส 5	533	856	บัส 16	506	799
บัส 6	476	818	บัส 17	467	798
บัส 7	470	814	บัส 18	458	786
บัส 8	433	793	บัส 19	407	764
บัส 9	414	782	บัส 20	380	690
บัส 10	411	776	บัส 21	344	602
บัส 11	391	720			

ตารางที่ 6.30 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตำแหน่งการลัดวงจร (บัส)	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)									
	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7	ฟิวส์ 8	ฟิวส์ 9
13	264	1021	1	2	2	1	0	1	0	1
14	276	1	815	3	4	2	1	1	0	2
15	291	1	2	839	6	2	1	1	0	2
16	304	1	1	2	791	3	1	1	1	3
17	332	1	1	1	6	794	2	2	1	5
18	332	1	1	1	5	4	785	2	1	5
19	405	2	2	2	2	3	1	762	1	7
20	359	2	3	4	2	1	1	2	689	6
21	300	2	4	6	6	1	1	1	1	596

จากหัวข้อที่ 5.4 ที่กล่าวถึงการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้กรณีที่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด ดังนั้นการคำนวณดัชนีพื้นฐานที่จะนำมาใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีที่ 3 จะเพิ่มส่วนของพารามิเตอร์ที่เป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราวด้วย การคำนวณดัชนีพื้นฐานของจุดโหลดที่ 7 ในกรณีที่ 3 เมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 6.31 และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีแสดงดังตารางที่ 6.32

ตารางที่ 6.31 การคำนวณค่าดัชนีพื้นฐานการลัดวงจรแบบสามเฟสของระบบดัดแปลงจากกฟภ.

	กรณีที่ 1			กรณีที่ 3					
Outage	λ	r	U	λ	r	U	λ_t	r_t	U_t
Case	(ครั้ง/ปี)	(ชั่วโมง)	(ชั่วโมง/ปี)	(ครั้ง/ปี)	(ชั่วโมง)	(ชั่วโมง/ปี)	(ครั้ง/ปี)	(ชั่วโมง)	(ชั่วโมง/ปี)
Sub.Tr1	0.015	1	0.01500	0.015	1	0.01500	0	0	0
Sub.Tr2	0.01500	1	0.01500	0.01500	1	0.01500	0	0	0
Breaker	0.00600	4	0.02400	0.00600	4	0.02400	0	0	0
Line 1-2	0.30225	5	1.51125	0.30225	5	1.51125	0	0	0
Line 2-3	0.21710	5	1.08550	0.21710	5	1.08550	0	0	0
Line 3-4	0.03523	5	0.17615	0.03523	5	0.17615	0	0	0
Line 4-5	0.10530	5	0.52650	0.10530	5	0.52650	0	0	0
Line5-6	0.11115	5	0.55575	0.11115	5	0.55575	0	0	0
Line6-7	0.01242	5	0.06208	0.01242	5	0.06208	0	0	0
Line7-8	0.08450	5	0.42250	0.08450	5	0.42250	0	0	0
Line8-9	0.05246	5	0.26228	0.05246	5	0.26228	0	0	0
Line9-10	0.00605	5	0.03023	0.00605	5	0.03023	0	0	0
Line10-11	0.05754	1	0.05754	0.05754	1	0.05754	0	0	0
Line11-12	0.06410	1	0.06410	0.06410	1	0.06410	0	0	0
Line2-13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line3-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line4-15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line5-16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line6-17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line7-18	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line10-19	0.0057	30	0.17	0.0057	30	0.17	0.1716	1	0.1716
Line11-20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Line12-21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Trans	0.015	200	3	0.015	200	3	0	0	0

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.32 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีของการลัดวงจรสามเฟสในระบบดัดแปลงจากกฟภ.

ดัชนีความเชื่อถือได้	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
SAIFI-perm. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.9826	0.9826	0.9826
SAIDI-perm. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	7.5827	7.5827	7.5827
ENS -perm. (MWh)	26.3430	26.3430	26.3430
SAIFI-temp. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	–	0	0.406629
SAIDI-temp. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	–	0	0.406629
ENS -temp. (MWh)	–	0	0.247104
Total SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.9826	0.9826	1.3892
Total SAIDI (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	7.5827	7.5827	7.9893
Total ENS (MWh)	26.3430	26.3430	26.5901

จากตารางที่ 6.31 กรณีที่ 3 ซึ่งเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ เป็นผลให้การลัดวงจรแบบชั่วคราวเปลี่ยนเป็นการลัดวงจรแบบถาวร เมื่อพิจารณาการลัดวงจรที่ตำแหน่งหลังฟิวส์กับที่หน้าหม้อแปลงแรงดันต่ำ ดังนั้นในการคำนวณดัชนีพื้นฐานจึงต้องพิจารณาอัตราขัดข้องของสาย 10-19 ดังที่อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 5.4 และระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องจะเท่ากับระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนฟิวส์ จากความผิดพลาดที่เกิดขึ้นส่งผลให้ดัชนีทั้งสามตัว มีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 ซึ่งเมื่อมาพิจารณาตารางที่ 6.32 จะเห็นว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีที่ 3 มีค่ามากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 จากค่าดัชนีที่เพิ่มขึ้นนี้จะชี้ให้เห็นว่าความเชื่อถือได้ของระบบลดน้อยลง

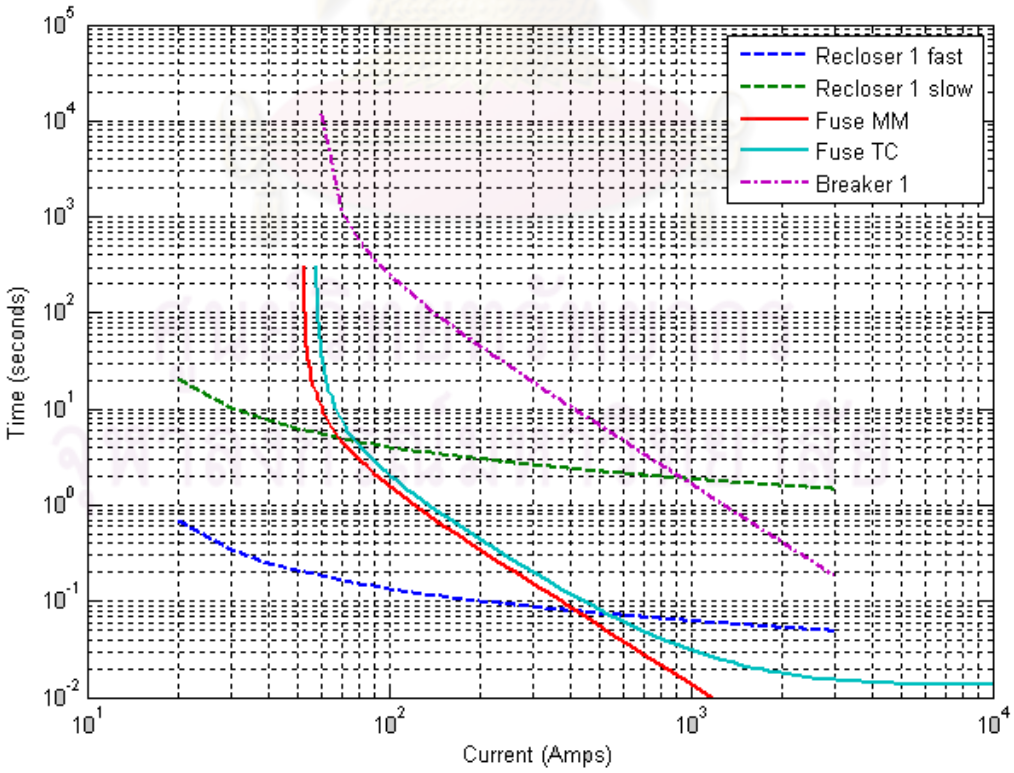
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

6.4.2 การพิจารณาลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ผลการทดสอบผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 กรณี ดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ 6.2 สำหรับผลการทดสอบผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในกรณีที่ 2 และ 3 จะเลือกขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวขนาด 4 MVA ค่าพาวเวอร์แฟกเตอร์ (PF) เท่ากับ 0.85 และกำหนดให้ค่าอิมพิแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวช่วงซับทรานเซียน (Sub-transient) เป็นร้อยละ 20 ของช่วงสภาวะคงตัว (Steady-state) ผลการทดสอบแต่ละกรณีแสดงได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

กรณีที่ 1 จะกำหนดให้เป็นกรณีฐาน ก่อนที่จะประเมินถึงผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์และความเชื่อถือได้นั้น จะทำการตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว โดยกราฟการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์แต่ละตัวแสดงได้ดังรูปที่ 6.7 โดยมีขอบเขตการทำงานร่วมกันอยู่ที่ประมาณ 200 A- 430 A สำหรับกราฟคุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ที่เลือกใช้จะเหมือนกับการพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส รวมถึงฟิวส์ที่เลือกใช้ด้วย สำหรับค่าพารามิเตอร์ที่ใช้ในการตั้งค่าการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ในแต่ละสายป้อนจากสมการที่ (3.1) แสดงได้ดังตารางที่ 6.33



รูปที่ 6.7 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์บนสายป้อนที่ 1

ตารางที่ 6.33 พารามิเตอร์ต่างๆของเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์ของระบบดัดแปลงจากกฟภ.

อุปกรณ์		ตัวแปร	สายป้อน 1
เบรกเกอร์		A	80.000
		B	2.000
		TD	6.000
รีโคลสเซอร์	ช่วงการทำงานเร็ว	A	0.140
		B	0.020
		TD	0.040
	ช่วงการทำงานช้า	A	0.140
		B	0.020
		TD	1.200

ตารางที่ 6.34 แสดงค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย จากค่าการไหลของกระแสลัดวงจรในตารางที่ 6.34 เมื่อนำไปพิจารณาลำดับการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จากค่าการทำงานที่ตั้งไว้ พบว่าลำดับการทำงานเป็นไปอย่างถูกต้อง ดังนั้นค่าการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ตั้งไว้มีความถูกต้อง เมื่อการตั้งค่าการทำงานในสภาวะไม่มีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อเข้ากับระบบมีความถูกต้องแล้ว ถัดไปก็จะเป็นการทดสอบในแต่ละกรณีที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 6.2

ตารางที่ 6.34 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตำแหน่งการลัดวงจร	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)									
(บัส)	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7	ฟิวส์ 8	ฟิวส์ 9
13	8	585	3	4	8	4	2	2	1	5
14	8	2	396	5	8	4	2	2	1	5
15	7	2	3	396	7	3	1	2	1	4
16	7	2	5	6	349	3	1	2	1	4
17	6	2	6	8	9	313	1	1	1	4
18	6	2	6	8	10	3	305	1	1	4
19	267	3	7	10	13	5	2	263	1	3
20	246	3	8	11	14	5	2	2	241	4
21	224	3	8	12	16	6	3	2	1	221

สำหรับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากรณีที่ยังไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว สามารถหาได้ตามตารางที่ 6.35

ตารางที่ 6.35 ดัชนีความเชื่อถือได้ในกรณีที่ 1ของระบบดัดแปลงจาก กฟภ.

ดัชนีความเชื่อถือได้	กรณีที่ 1
SAIFI-perm. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.3275
SAIDI-perm. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	2.5279
ENS -perm. (MWh)	26.3430
SAIFI-temp. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	–
SAIDI-temp. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	–
ENS -temp. (MWh)	–
Total SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.3275
Total SAIDI (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	2.5279
Total ENS (MWh)	26.3430

กรณีที่ 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งหน้ารีโคลสเซอร์

กรณีที่ 2 ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หน้ารีโคลสเซอร์ที่บัส 3 กระแสลัดวงจรในแต่ละบัสจะเพิ่มมากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 6.36 และค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย แสดงได้ดังตารางที่ 6.37 เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ โดยแยกพิจาณาจุดเกิดลัดวงจรที่สายย่อยออกเป็น 2 กลุ่มคือ จุดลัดวงจรเกิดขึ้นที่สายย่อยหน้ารีโคลสเซอร์ และจุดเกิดลัดวงจรที่สายย่อยหลังรีโคลสเซอร์ โดยจะพิจารณาตำแหน่งการลัดวงจร 2 ตำแหน่งในสายย่อย คือ ตำแหน่งหลังฟิวส์ และตำแหน่งหน้าหม้อแปลงไฟฟ้าแรงต่ำ

1) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หน้ารีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 4 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 2-8และ บัส 13-18 จะไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด เพราะกรณีนี้มีค่ากระแสลัดวงจรไหลผ่านรีโคลสเซอร์เล็กน้อย และน้อยกว่าค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ทำให้เมื่อเกิดการลัดวงจรฟิวส์ที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงาน ยังทำงานได้ถูกต้องเหมือนเดิม และเมื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

2) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หลังรีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 3 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 10-12 และ บัส 19-21 สำหรับกรณีนี้อุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงานก่อน คือ รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว จากตารางที่ 6.37 ค่ากระแสลัดวงจรที่ผ่านรีโคลสเซอร์ และฟิวส์ที่ 7, 8 และ 9 ยังอยู่ในช่วงขอบเขตการทำงานร่วมกัน ลำดับการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จึงไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้นไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด ถึงแม้ว่าค่ากระแสลัดวงจรจะเพิ่มขึ้นก็ตาม และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 10-12 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรเท่ากับ 411 A, 377 A และ 345 A ตามลำดับ (จากตารางที่ 6.36) ค่ากระแสดังกล่าวยังอยู่ในขอบเขตการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ จึงไม่เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด และเมื่อพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จึงยังคงมีค่าเท่าเดิมกับกรณีที่ยังไม่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ตารางที่ 6.36 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 2 ของระบบดัดแปลงจากกฟภ.

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)		ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)	
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2		กรณีที่ 1	กรณีที่ 2
บัส 1	1719	1934	บัส 12	234	345
บัส 2	615	950	บัส 13	585	881
บัส 3	435	1050	บัส 14	395	843
บัส 4	416	929	บัส 15	394	827
บัส 5	363	690	บัส 16	345	624
บัส 6	317	539	บัส 17	311	523
บัส 7	312	526	บัส 18	304	504
บัส 8	282	451	บัส 19	262	404
บัส 9	267	414	บัส 20	241	359
บัส 10	265	411	บัส 21	219	313
บัส 11	250	377			

ตารางที่ 6.37 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตำแหน่งการลัดวงจร	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)									
(บัส)	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7	ฟิวส์ 8	ฟิวส์ 9
13	10	880	4	7	11	5	2	3	1	6
14	5	1	842	3	5	2	1	1	1	3
15	3	2	2	825	2	1	1	1	0	2
16	2	2	5	6	623	1	0	1	0	2
17	1	2	6	8	6	523	0	0	0	0
18	1	3	6	9	7	0	504	0	0	1
19	404	3	8	11	11	3	1	404	0	0
20	360	3	8	12	13	4	2	1	359	1
21	314	3	9	13	15	5	2	1	0	313

กรณีที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หลังรีโคลสเซอร์

กรณีที่ 3 ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่หลังรีโคลสเซอร์ที่บัส 9 จะทำให้กระแสลัดวงจรในแต่ละบัสเพิ่มมากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 6.38 และค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อย แสดงได้ดังตารางที่ 6.39 เมื่อพิจารณาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ โดยแยกพิจาณตำแหน่งลัดวงจรที่สายย่อยออกเป็น 2 กลุ่มเหมือนกับกรณีที่ 2

1) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หน้ารีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 2 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 2-8 และ บัส 13-18 สำหรับกรณีนี้ฟิวส์ต้องทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว เมื่อพิจารณาการลัดวงจรที่บัส 13-18 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์ ซึ่งเกินค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ดังนั้นรีโคลสเซอร์จะทำงาน อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ 1-3, 5-6 ค่ากระแสดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ตัดก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน ดังนั้นจึงไม่มีการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาดไป อย่างไรก็ดีเมื่อพิจารณาค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์ 4 ค่ากระแสดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ทำงานช้ากว่ารีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 2-4 และ6-8 ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรตามตารางที่ 6.38 ค่ากระแสดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน ทำให้ไม่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ อย่างไรก็ดีเมื่อพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัส 5 ค่ากระแสลัดวงจรดังกล่าวจะทำให้ฟิวส์ทำงานช้ากว่ารีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นที่บัส 5 และบัส16 จะทำให้การทำงาน

ร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ผิดพลาดไปเป็นผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่จุดโหลดที่ 4 พบกับระยะเวลาเหตุการณ์ไฟฟ้าดับนานมากขึ้น

2) ตำแหน่งลัดวงจรอยู่หลังรีโคลสเซอร์ (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 1 ในหัวข้อ 4.2) คือ บัส 10-12 และ บัส 19-21 สำหรับกรณีนี้อุปกรณ์ป้องกันที่ต้องทำงานก่อน คือ รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว เมื่อพิจารณาการลัดวงจรที่บัส 19-21 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน ฟิวส์ 7, 8 และ 9 จากตารางที่ 6.39 จะสังเกตเห็นว่าค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะมีค่ามากกว่าที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์เนื่องจาก กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะมาจากที่สถานีไฟฟ้าย่อยรวมกับกระแสลัดวงจรที่มาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ซึ่งจากค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์มากกว่านั้นเป็นผลให้ฟิวส์ทำงานก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วจะทำงาน เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 19-21 และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที10-12 มีค่ากระแสลัดวงจรตามตารางที่ 6.38 ซึ่งค่ากระแสดังกล่าวจะเกินขอบเขตการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ (600 A) เป็นผลให้ฟิวส์ทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว ดังนั้นสำหรับกรณีที่ 3 จะเกิดความผิดพลาดเมื่อเกิดการลัดวงจรทีบัส 10-12 และ บัส 19-21 ถ้าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราวจะทำให้การลัดวงจรแบบชั่วคราวเปลี่ยนเป็นการลัดวงจรแบบถาวร ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในสายย่อยดังกล่าว คือ จุดโหลดที่ 7, 8 และ 9 ต้องพบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระยะเวลาที่ยาวนานขึ้น

ตารางที่ 6.38 กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นแต่ละบัสกรณีที่ 3 ของระบบดัดแปลงจาก กฟภ.

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)		ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	กระแสลัดวงจร (A)	
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 3		กรณีที่ 1	กรณีที่ 3
บัส 1	1719	1887	บัส 12	234	624
บัส 2	615	811	บัส 13	585	760
บัส 3	435	712	บัส 14	395	610
บัส 4	416	710	บัส 15	394	649
บัส 5	363	718	บัส 16	345	649
บัส 6	317	755	บัส 17	311	725
บัส 7	312	762	บัส 18	304	718
บัส 8	282	824	บัส 19	262	841
บัส 9	267	885	บัส 20	241	670
บัส 10	265	868	บัส 21	219	530
บัส 11	250	732			

ตารางที่ 6.39 ค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์แต่ละตัวเมื่อเกิดการลัดวงจรแต่ละบัสในสายย่อยของระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตำแหน่งการลัดวงจร	กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านแต่ละอุปกรณ์ (A)									
(บัส)	รีโคลสเซอร์	ฟิวส์ 1	ฟิวส์ 2	ฟิวส์ 3	ฟิวส์ 4	ฟิวส์ 5	ฟิวส์ 6	ฟิวส์ 7	ฟิวส์ 8	ฟิวส์ 9
13	235	759	3	5	9	5	2	3	1	8
14	264	1	610	2	6	4	2	3	1	7
15	288	1	1	648	4	3	1	3	1	6
16	322	2	2	3	647	2	1	2	1	5
17	399	2	3	4	2	724	0	1	0	3
18	401	2	3	4	3	1	718	1	0	3
19	312	2	4	6	5	1	0	840	0	2
20	237	2	6	8	10	3	1	1	670	1
21	173	3	7	11	14	5	2	2	0	528

จากหัวข้อที่ 5.4 ที่กล่าวถึงการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้กรณีที่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด ดังนั้นการคำนวณดัชนีพื้นฐานที่จะนำมาใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีที่ 3 จะเพิ่มส่วนของพารามิเตอร์ที่เป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราวด้วย สำหรับการคำนวณดัชนีพื้นฐานในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกแสดงของจุดโหลดที่ 7 การคำนวณดัชนีพื้นฐานของจุดโหลดที่ 7 ในกรณีที่ 3 เมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 จะมีค่าเท่ากับการลัดวงจรแบบสามเฟส แสดงได้ตารางที่ 6.31 อย่างไรก็ดีสำหรับค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในกรณีที่ 3 จะแตกต่างจากการลัดวงจรแบบสามเฟส เนื่องมาจากจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกผลกระทบจะมีจำนวนต่างกัน โดยจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบเมื่อเกิดการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาดจะกำหนดให้ฟิวส์ที่ทำงานตัดวงจรออกเพียงเฟสเดียวเท่านั้น ดังนั้นจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกผลกระทบจะเป็นจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเฟสนั้นๆ โดยจำนวนผู้ใช้ไฟที่ถูกผลกระทบจะกำหนดให้มีค่าเท่ากันทุกเฟส ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีแสดงดังตารางที่ 6.40

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.40 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละกรณีของการลัดวงจรหนึ่งเฟสในระบบดัดแปลงจาก กฟภ.

ดัชนีความเชื่อถือได้	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
SAIFI-perm. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.3275	0.3275	0.3275
SAIDI-perm. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	2.5279	2.5279	2.5279
ENS -perm. (MWh)	26.3430	26.3430	26.3430
SAIFI-temp. (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	–	0	0.18101
SAIDI-temp. (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	–	0	0.18101
ENS -temp. (MWh)	–	0	1.34761
Total SAIFI (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟ)	0.3275	0.3275	0.5085
Total SAIDI (ชั่วโมง/ผู้ใช้ไฟ)	2.5279	2.5279	2.7089
Total ENS (MWh)	26.3430	26.3430	27.6906

จากตารางที่ 6.31 กรณีที่ 3 ซึ่งเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ เป็นผลให้การลัดวงจรแบบชั่วคราวเปลี่ยนเป็นการลัดวงจรแบบถาวร เมื่อพิจารณาการลัดวงจรที่ตำแหน่งหลังฟิวส์กับที่หน้าหม้อแปลงแรงดันต่ำ ดังนั้นในการคำนวณดัชนีพื้นฐานจึงต้องพิจารณาอัตราขัดข้องของสาย 10-19 คล้ายกับการลัดวงจรแบบสามเฟสต่างกันตรงที่จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่ถูกผลกระทบ ดังที่อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 5.4 และระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องจะเท่ากับระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนฟิวส์ จากความผิดพลาดที่เกิดขึ้นส่งผลให้ดัชนีทั้งสามตัว มีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 ซึ่งเมื่อมาพิจารณาตารางที่ 6.40 จะเห็นว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของกรณีที่ 3 มีค่ามากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ 1 จากค่าดัชนีที่เพิ่มขึ้นนี้จะชี้ให้เห็นว่าความเชื่อถือได้ของระบบลดน้อยลง และเมื่อพิจารณาเทียบกับตารางที่ 6.32 จะสังเกตเห็นว่าค่าดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งสามตัวกรณีที่เป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราวของกรณีการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินจะมีค่าน้อยกว่ากรณีการลัดวงจรแบบสามเฟส ทั้งนี้เนื่องจากว่ากรณีการลัดวงจรแบบสามหนึ่งเฟสลงดินจะมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าถูกผลกระทบน้อยกว่าการลัดวงจรแบบสามเฟสนั้นเอง

6.4.3 การแก้ปัญหาที่เกิดขึ้น

6.4.3.1 การหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสม

จากผลการทดสอบติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งต่างๆ และพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสและการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน จะพบปัญหาเมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดตำแหน่งลัดวงจรที่หลังรี

โคลส (สัมพันธ์กับรูปแบบผลกระทบที่ 1 ในหัวข้อ 4.2) และเพื่อให้เป็นการครอบคลุมทุกตำแหน่งลัดวงจรในสายย่อยจึงทำการพิจารณาตำแหน่งเกิดการลัดวงจรที่หลังฟิวส์ คือบัส 9-12 ขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสและการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินแสดงได้ดังตารางที่ 6.41 และ ตารางที่ 6.42 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.41 ขนาดกำลังการผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส

ติด DG ที่บัส 9	
ตำแหน่งลัดวงจร	ขนาด (MVA)
บัส 10	1.384
บัส 11	1.613
บัส 12	2.612
ขนาดสูงสุดเมื่อติดตั้ง DG ที่ บัส 9 (MVA)	
1.384	

ค่าขนาดกำลังผลิตสูงสุดเมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 9 โดยพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสควรเลือกขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่น้อยที่สุดที่ได้จากตำแหน่งลัดวงจรที่ตำแหน่งต่างๆ นั้นคือ บัสที่ 10 ดังนั้นขนาดกำลังการผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อต้องการติดตั้งที่บัส 9 มีค่าเท่ากับ 1.384 MVA

ตารางที่ 6.42 ขนาดกำลังการผลิตสูงสุดที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ติด DG ที่บัส 9	
ตำแหน่งลัดวงจร	ขนาด (MVA)
บัส 5	2.879
บัส 10	2.879
บัส 11	2.879
บัส 12	2.879
ขนาดสูงสุดเมื่อติดตั้ง DG ที่ บัส 9 (MVA)	
2.879	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

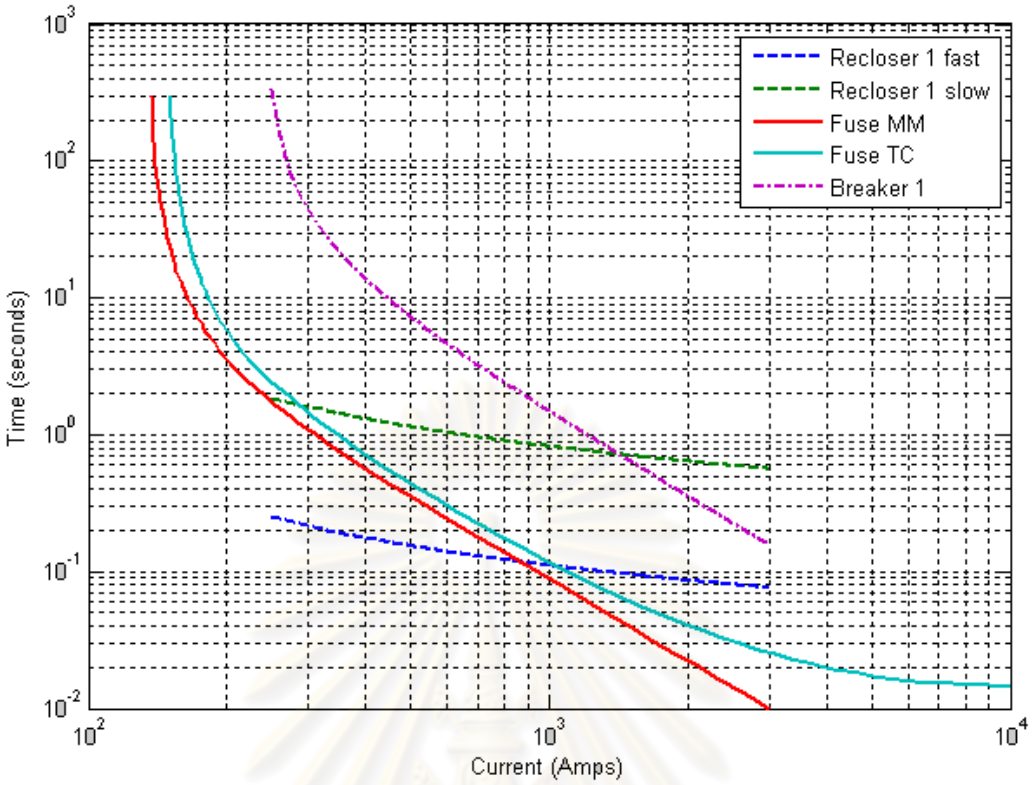
ค่าขนาดกำลังผลิตสูงสุดเมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 9 จะมีขนาดเท่ากันไม่ว่าจะพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่ตำแหน่งไหน ทั้งนี้เนื่องมากจากการติดขอบจำกัดเงื่อนไขของแรงดัน สังเกตเห็นได้ว่าขนาดสูงสุดที่ได้เมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินจะได้ขนาดสูงสุดที่มากกว่าการลัดวงจรแบบสามเฟส เนื่องมาจาก $I_{fuse\ margin}$ จากหัวข้อ 4.3.1มีค่ามากกว่าดังนั้นขนาดของกำลังการผลิตจึงมีค่ามากกว่าตามไปด้วย

จากตารางที่ 6.41 และตารางที่ 6.42 เมื่อต้องการป้องการปัญหาที่เกิดขึ้น ทั้งกรณีที่เกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสและการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินควรที่จะเพื่อขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสมที่พิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส

6.4.3.2 **การปรับเปลี่ยนระบบป้องกัน**

จากปัญหาที่เกิดขึ้นเนื่องมาจากการที่ฟิวส์และรีโคลสเซอร์เห็นกระแสลัดวงจรที่ไม่เท่านั้นและค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นซึ่งเกินขอบเขตการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ดังนั้นการปรับเปลี่ยนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทำโดยการปรับเปลี่ยนให้รีโคลสเซอร์มีความไวในการทำงานมากขึ้น อย่างไรก็ดีเมื่อทำการปรับให้รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วมีความไวมากขึ้นจะส่งผลกระทบให้เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัสหน้ารีโคลสเซอร์จะทำให้รีโคลสเซอร์ทำงานก่อนฟิวส์ซึ่งเป็นลำดับการทำงานที่ไม่ถูกต้อง ดังนั้นจึงต้องทำการเปลี่ยนขนาดของฟิวส์ร่วมด้วย โดยเปลี่ยนฟิวส์ที่ด้านหลังรีโคลสเซอร์จาก 25K เป็น 65K และปรับค่า TD จาก 0.012 เปลี่ยนเป็น 0.03 กราฟการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสหลังการปรับเปลี่ยนระบบป้องกันแสดงได้ดังรูปที่ 6.8 และค่าเวลาในการทำงานของรีโคลสเซอร์และฟิวส์ก่อนและหลังทำการปรับปรุงการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์แสดงดังตารางที่ 6.43

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



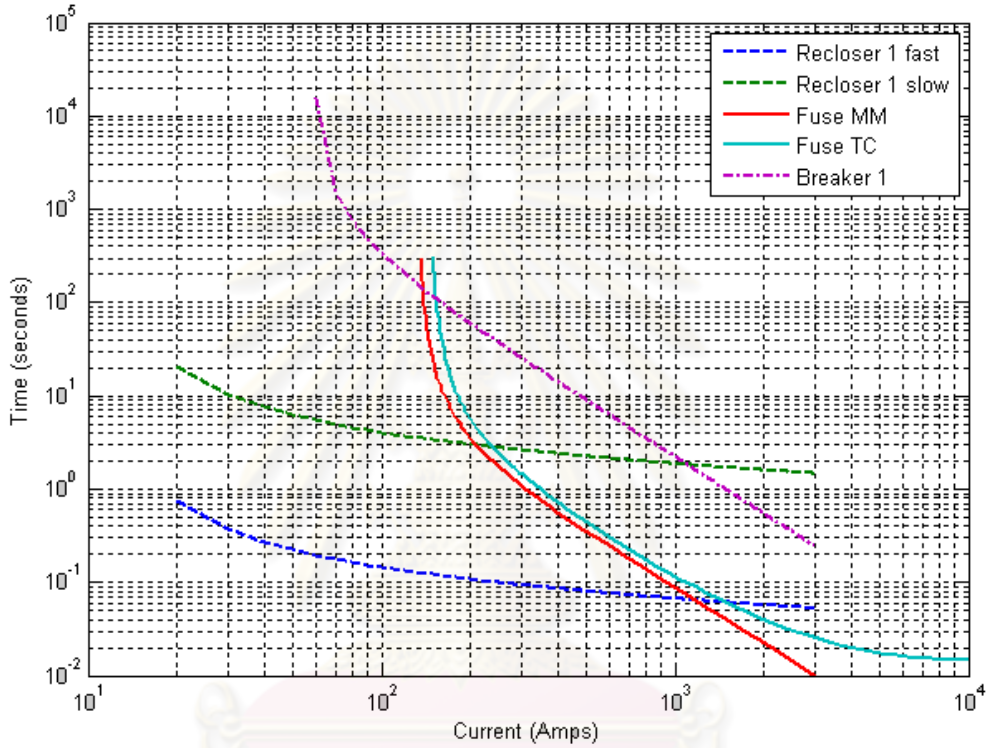
รูปที่ 6.8 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์หลังทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสซอร์ โดยพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส

ตารางที่ 6.43 เวลาในการทำงานของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ก่อนและหลังปรับเปลี่ยนการทำงาน

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	ก่อนทำการปรับเปลี่ยน		หลังทำการปรับเปลี่ยน	
	เวลาในการทำงาน		เวลาในการทำงาน	
	ฟิวส์ (s)	รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว (s)	ฟิวส์ (s)	รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว (s)
บัส 10	0.0222	0.0427	0.1411	0.1280
บัส 11	0.0228	0.0453	0.1446	0.1358
บัส 12	0.0231	0.0483	0.1466	0.1449
บัส 19	0.0239	0.0432	0.1520	0.1296
บัส 20	0.0293	0.0468	0.1858	0.1405
บัส 21	0.0391	0.0533	0.2477	0.1600

สำหรับการพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน จากปัญหาที่เกิดขึ้นจะเหมือนกับการลัดวงจรแบบสามเฟส อีกทั้งเมื่อมีการปรับรีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็วให้มีความไวมากขึ้นจะส่งผลกระทบต่อการเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่งอื่น ดังนั้นจึงใช้วิธีแก้ปัญหาเดียวกันกับสามเฟสคือ การเปลี่ยนฟิวส์ที่ด้านหลังรีโคลสเซอร์จาก 25K เป็น 65K และปรับค่า TD จาก 0.04 เปลี่ยนเป็น

0.043 ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าการปรับเปลี่ยนฟิวส์จะช่วยในการแก้ปัญหาทั้งกรณีที่พิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟสและแบบหนึ่งเฟสลงดิน กราฟการทำงานร่วมกันหลังทำการปรับเปลี่ยนระบบป้องกันเมื่อพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินแสดงได้ดังรูปที่ 6.9 และค่าเวลาในการทำงานของรีโคลสเซอร์และฟิวส์ก่อนและหลังทำการปรับปรุงการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์แสดงดังตารางที่ 6.44



รูปที่ 6.9 การทำงานร่วมกันระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์หลังทำการปรับเปลี่ยนการทำงานของรีโคลสซอร์ โดยพิจารณาการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.44 เวลาในการทำงานของฟิวส์และรีโคลสเซอร์ก่อนและหลังปรับเปลี่ยนการทำงาน

ตำแหน่งเกิดการลัดวงจร	ก่อนทำการปรับเปลี่ยน		หลังทำการปรับเปลี่ยน	
	เวลาในการทำงาน		เวลาในการทำงาน	
	ฟิวส์ (s)	รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว (s)	ฟิวส์ (s)	รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว (s)
บัส 5	0.0730	0.0715	0.0730	0.0894
บัส 10	0.0184	0.0849	0.1182	0.0913
บัส 11	0.0257	0.0910	0.1650	0.0978
บัส 12	0.0357	0.0977	0.2269	0.1051
บัส 16	0.0864	0.0594	0.0864	0.0915
บัส 19	0.0195	0.0507	0.1253	0.0925
บัส 20	0.0308	0.0637	0.1968	0.1016
บัส 21	0.0500	0.0902	0.3158	0.1145

6.5 การทดสอบข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้ากับระบบทดสอบทั้งสองระบบ

ในปัจจุบันมีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กและรายเล็กมากได้มีการเสนอขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นจำนวนมาก จากที่ได้กล่าวไว้แล้วในบทนำเมื่อมีการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่อเข้ามาในระบบจะส่งผลกระทบต่อระบบหลายด้าน ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาผลต่อกระแสลัดวงจร ซึ่งในเกณฑ์ที่การไฟฟ้ากำหนดที่เกี่ยวข้องกับกระแสลัดวงจร จะประกอบไปด้วย ค่ากระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรในระบบเกิดร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (Short circuit interrupting capacity) ของอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ และต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ [20] จากเกณฑ์ดังกล่าวในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกเงื่อนไขที่ว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องจ่ายค่ากระแสลัดวงจรไม่เกินร้อยละ 25 เพื่อนำไปทดสอบกับระบบทดสอบ 2 ระบบ เพื่อทำการวิเคราะห์ว่าเมื่อนำค่าเกณฑ์ดังกล่าวกับระบบทดสอบผลจะเป็นอย่างไร โดยระบบ RBTS Bus 2 จะแสดงไว้ในหัวข้อที่ 6.5.1 และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะแสดงไว้ในหัวข้อที่ 6.5.2

6.5.1 ระบบ RBTS Bus 2

ในการทดสอบจะทดสอบเกณฑ์เงื่อนไขที่ร้อยละ 35 ร้อยละ 25 และร้อยละ 15 เพื่อพิจารณาดูว่าเมื่อใช้เกณฑ์เงื่อนไขตามร้อยละต่างๆ ส่งผลให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของ

ฟิวส์กับรีโคลสเซอร์หรือไม่ ทั้งนี้จากผลการทดสอบจากหัวข้อที่ 6.3 จะพบว่ากรณีที่ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หน้ารีโคลสเซอร์จะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ อย่างไรก็ดีเมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่หลังรีโคลสเซอร์จะทำให้เกิดปัญหา ดังนั้นในการวิเคราะห์ค่าเงื่อนไขร้อยละของกระแสลัดวงจรจะพิจารณาการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ตำแหน่งหลังรีโคลสเซอร์เท่านั้นและพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส

6.5.1.1 **ร้อยละ** 35

การพิจารณาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จะพิจารณาตำแหน่งเกิดการลัดวงจรสองตำแหน่ง คือ ตำแหน่งหลังฟิวส์กับหน้าหม้อแปลงไฟฟ้าแรงดันต่ำ จากผลการทดสอบปรากฏว่า เมื่อเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่งหลังฟิวส์ กำหนดให้เป็นบัส 4 และ 5 จะทำให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรที่บัสหน้าหม้อแปลงไฟฟ้าแรงดันต่ำ ปรากฏว่าไม่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด

6.5.1.2 **ร้อยละ** 25

ร้อยละ 25 นี้เป็นร้อยละที่การไฟฟ้ากำหนด จะพิจารณาตำแหน่งเกิดการลัดวงจรเช่นเดียวกับร้อยละ 35 เมื่อพิจารณาตำแหน่งหลังฟิวส์ กำหนดให้เป็นบัส 4 แล 5 ปรากฏว่าจะเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดเมื่อพิจารณาการลัดวงจรที่บัส 4 และเมื่อมาพิจารณาตำแหน่งการลัดวงจรทีบัส 14, 16 และ 18 ค่าร้อยละ 25 จะไม่ส่งผลให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์

6.5.1.3 **ร้อยละ** 15

ร้อยละ 15 จะน้อยกว่าเกณฑ์ที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ ผลการทดสอบเมื่อพิจารณาตำแหน่งเกิดการลัดวงจรทั้งสองตำแหน่งจะไม่ก่อให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด

จากค่าร้อยละแต่ละค่าที่พิจารณาจะสรุปได้ว่าค่าร้อยละ 15 ซึ่งน้อยกว่าค่าเกณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดไว้จะไม่ส่งผลให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อมีการเชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ามาในระบบ อย่างไรก็ตามเมื่อทำการพิจารณาหาค่าร้อยละสูงสุดที่ไม่ก่อให้เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ของระบบ RBTS Bus 2 นั้นจะอยู่ที่ ร้อยละ 20 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 4 และ ร้อยละ 21 เมื่อติดตั้งที่บัส 5 ซึ่งสามารถสรุปผลต่างๆ ได้ตามตารางที่ 6.45

ตารางที่ 6.45 สรุปผลการทดสอบค่าร้อยละต่างๆ ของระบบ RBTS Bus 2

ตำแหน่งติดตั้ง DG	ร้อยละ 35	ร้อยละ 25 (ตามเกณฑ์ของกฟภ.)	ร้อยละ 15	ร้อยละสูงสุด
บัส 4	เกิด	เกิด	ไม่เกิด	20
บัส 5	เกิด	เกิด	ไม่เกิด	21

** หมายเหตุ ค่าร้อยละดังกล่าวเกิดจากการพิจารณาภายใต้เงื่อนไขสมมุติฐานที่ใช้ในการศึกษา อาทิเช่น การตั้งค่าการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้า และค่าอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เป็นต้น

6.5.2 ระบบดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ค่าร้อยละที่พิจารณาจะเหมือนกับที่ใช้ทดสอบกับระบบ RBTS Bus 2 ซึ่งสามารถสรุปการเกิดหรือไม่เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ตำแหน่งบัสต่างๆ และค่าแต่ละร้อยละ ได้ดังตารางที่ 6.46

ตารางที่ 6.46 สรุปผลการทดสอบค่าร้อยละต่างๆ ของระบบดัดแปลงจากระบบกฟภ.

ตำแหน่งติดตั้ง DG	ร้อยละ 35	ร้อยละ 25 (ตามเกณฑ์ของกฟภ.)	ร้อยละ 15	ร้อยละที่เหมาะสม
บัส 9	เกิด	ไม่เกิด	ไม่เกิด	28
บัส 10	เกิด	ไม่เกิด	ไม่เกิด	28
บัส 11	เกิด	ไม่เกิด	ไม่เกิด	29
บัส 12	เกิด	ไม่เกิด	ไม่เกิด	31

** หมายเหตุ ค่าร้อยละดังกล่าวเกิดจากการพิจารณาภายใต้เงื่อนไขสมมุติฐานที่ใช้ในการศึกษา อาทิเช่น การตั้งค่าการทำงานของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้า และค่าอิมพีแดนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว เป็นต้น

จากตารางที่ 6.46 การทดสอบค่าร้อยละต่างๆ จะไม่ส่งผลให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อพิจารณา ร้อยละ 25 กับร้อยละ 15 และจะเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อพิจารณาที่ร้อยละ 35 จากผลการทำสอบเมื่อมาพิจารณาค่าร้อยละสูงสุดของระบบดัดแปลงจากระบบกฟภ. ตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 12 จะมีค่าร้อยละที่มากที่สุด

จากตารางที่ 6.45 และ ตารางที่ 6.46 จะสังเกตเห็นได้ว่าระบบ RBTS จะมีค่าร้อยละของกระแสลัดวงจรที่น้อยกว่า ทั้งนี้เมื่อพิจารณาค่าส่วนเผื่อเวลา (Margin) เวลาการทำงานของฟิวส์

กับรีโคลสเซอร์เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัสต่างๆ พบว่าค่าส่วนเผื่อเวลาของระบบ RBTS Bus 2 จะมีค่าส่วนเผื่อเวลาที่น้อยกว่าระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของกฟภ. เป็นระบบที่ใหญ่กว่าซึ่งการทำงานของรีโคลสเซอร์จะต้องทำงานร่วมกับฟิวส์จำนวนมากกว่า ดังนั้นจึงต้องมีค่าส่วนเผื่อเวลาที่มากกว่าเพื่อที่ต้องครอบคลุมฟิวส์ทุกตัว อีกข้อสักเกตุหนึ่ง คือ ตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวยิ่งอยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้ามากเท่าไรค่าร้อยละของกระแสลัดวงจรจะมีค่ามากขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากยิ่งอยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าค่ากระแสลัดวงจรที่มาจากสถานีไฟฟ้าก่อนที่ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะมีค่าน้อย ทำให้ค่าร้อยละของกระแสลัดวงจรจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จ่ายเข้ามาในระบบจะมีค่ามากกว่า

จากการทดสอบกับระบบทั้งสองระบบค่าร้อยละของกระแสลัดวงจรจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ขึ้นอยู่กับความยืดหยุ่นของระบบป้องกัน ซึ่งหมายถึงส่วนเผื่อเวลาในการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ซึ่งถ้าค่าดังกล่าวมีค่ามากค่ากระแสลัดวงจรจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่จ่ายเข้ากับระบบแล้วยังคงรักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จะมีค่ามากตามไปด้วย และตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวรวมถึงค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าย่อยก็เป็นปัจจัยหนึ่งที่มีผลค่าร้อยละของกระแสลัดวงจร

6.6 การประยุกต์ใช้วิธีการหาขนาดกำลังผลิตสูงสุดที่เหมาะสม

จากหัวข้อที่ 4.5.1 เป็นการกล่าวถึงวิธีการหาขนาดสูงสุดที่เหมาะสมเพื่อแก้ปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ในหัวข้อนี้จะเป็นการนำวิธีดังกล่าวเพื่อมาใช้บ่งเตือนว่าถ้าระบบที่ต้องการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะติดตั้งที่บัสไหนและด้วยขนาดเท่าไรถึงจะไม่ก่อให้เกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาด อย่างไรก็ดีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวหน้ารีโคลสเซอร์มีโอกาสที่จะก่อให้เกิดผลกระทบน้อยมาก ดังนั้นจึงทำการพิจารณาเฉพาะตำแหน่งหลังรีโคลสเซอร์เท่านั้น เมื่อทำการพิจารณาระบบทดสอบ RBTS ขนาดและตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแสดงได้ดังตารางที่ 6.47

ตารางที่ 6.47 ขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสม ณ ตำแหน่งต่างๆ ของระบบ RBTS

ติด DG ที่บัส 4		ติด DG ที่บัส 5	
ตำแหน่งลัดวงจร	ขนาด (MVA)	ตำแหน่งลัดวงจร	ขนาด (MVA)
บัส 4	2.563	บัส 4	2.593
บัส 5	3.667	บัส 5	3.208
ขนาดสูงสุดเมื่อติดตั้ง DG ที่ บัส 4 (MVA)		ขนาดสูงสุดเมื่อติดตั้ง DG ที่ บัส 5 (MVA)	
2.563		2.593	

จากตารางที่ 6.47 ถ้าต้องการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 4 ขนาดที่ติดตั้งแล้วไม่ก่อให้เกิดปัญหาการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดนั้นมีขนาดประมาณ 2.563 MVA และถ้าต้องการที่จะติดตั้งที่บัส 5 นั้นขนาดที่สามารถติดตั้งได้ อยู่ที่ประมาณ 2.593 MVA ถ้าเกินจากขนาดดังกล่าวแล้วจะมีโอกาสที่จะเกิดการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ผิดพลาดขึ้นได้ ซึ่งเมื่อสังเกตขนาดที่ได้เมื่อพิจารณาติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 4 และ 5 มีขนาดไม่ต่างกันมาก เนื่องจากว่าค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์จะค่าที่ไม่ต่างกันมากนั้น

ถัดมาเมื่อพิจารณาระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของกฟภ. ขนาดและตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวแสดงได้ดังตารางที่ 6.48

ตารางที่ 6.48 ขนาดกำลังผลิตที่เหมาะสม ณ ตำแหน่งต่างๆ ของระบบดัดแปลงจากกฟภ.

ติด DG ที่บัส 9		ติด DG ที่บัส 10		ติด DG ที่บัส 11		ติด DG ที่บัส 12	
ตำแหน่งลัดวงจร	ขนาด (MVA)	ตำแหน่งลัดวงจร	ขนาด (MVA)	ตำแหน่งลัดวงจร	ขนาด (MVA)	ตำแหน่งลัดวงจร	ขนาด (MVA)
บัส 10	1.384	บัส 10	1.361	บัส 10	1.376	บัส 10	1.391
บัส 11	1.613	บัส 11	1.588	บัส 11	1.479	บัส 11	1.497
บัส 12	2.612	บัส 12	2.587	บัส 12	2.478	บัส 12	2.366
ขนาดสูงสุดเมื่อติดตั้ง DG ที่ บัส 9 (MVA)		ขนาดสูงสุดเมื่อติดตั้ง DG ที่ บัส 10 (MVA)		ขนาดสูงสุดเมื่อติดตั้ง DG ที่ บัส 11 (MVA)		ขนาดสูงสุดเมื่อติดตั้ง DG ที่ บัส 12 (MVA)	
1.384		1.361		1.376		1.391	

จากตารางที่ 6.48 ถ้าต้องการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่บัส 9 นั้น ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่สามารถติดตั้งได้โดยไม่ก่อให้เกิดการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ผิดพลาดอยู่ที่ประมาณ 1.348 MVA และขนาด 1.361 MVA 1.376 MVA 1.391 MVA เมื่อต้องการติดตั้งที่บัส 10 11 และ 12 ตามลำดับ จะสังเกตเห็นว่าขนาดของเครื่อง

กำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ได้จะมีขนาดใกล้เคียงกัน ทั้งนี้กระแสลัดวงจรที่ตำแหน่งต่างๆ ที่พิจารณามีค่าไม่ต่างกันมากนัก

สำหรับการประยุกต์ใช้วิธีการหาขนาดสูงสุดที่เหมาะสมนี้ สามารถนำไปใช้เพื่อเป็นตัวบ่งบอกหรือเตือนให้กับทางการไฟฟ้าได้รับรู้ว่า ถ้ามีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้ามาในระบบ ณ ตำแหน่งต่างๆ ด้วยขนาดเท่าไร จะมีโอกาสเกิดการทำงานร่วมกันที่ผิดพลาดของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์หรือไม่

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 7

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการประเมินผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาการลัดวงจรสองแบบคือ การลัดวงจรแบบสามเฟสและหนึ่งเฟสลงดิน จากการศึกษาได้ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย 2 ตำแหน่ง คือ ตำแหน่งหน้ารีโคลสเซอร์และตำแหน่งหลังรีโคลสเซอร์ และพิจารณาการลัดวงจร 2 ตำแหน่ง คือตำแหน่งหน้ารีโคลสเซอร์และตำแหน่งหลังรีโคลสเซอร์ คล้ายกับตำแหน่งในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว สำหรับการพิจารณาตำแหน่งลัดวงจรทั้งหน้ารีโคลสเซอร์และหลังรีโคลสเซอร์นั้น จะถูกแยกย่อยพิจารณาออกไปอีก 2 ตำแหน่งคือ ตำแหน่งหลังฟิวส์ กับตำแหน่งหน้าหม้อแปลงไฟฟ้าแรงดันต่ำ โดยจะทดสอบกับระบบ RBTS Bus 2 และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากผลการทดสอบจะสรุปได้ว่า

1) เมื่อมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ด้านหลังรีโคลสเซอร์มีแนวโน้มจะส่งผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์โดยเฉพาะเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นที่ด้านหลังรีโคลสเซอร์ ทั้งนี้เนื่องมาจากการที่ฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เห็นค่ากระแสลัดวงจรที่ต่างกัน โดยฟิวส์จะเห็นค่ากระแสลัดวงจรที่มากกว่าจึงทำให้มีโอกาสที่ฟิวส์จะทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ได้

2) เมื่อพิจารณาผลของการเกิดลัดวงจรแต่ละประเภท จะพบว่าการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินในบางกรณีจะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ ทั้งนี้เนื่องจากอุปกรณ์ทางด้านเฟสสามารถตรวจจับการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินส่งผลให้เวลาในการทำงานของรีโคลสเซอร์จะมีความไวมากขึ้น ทำให้ไม่เกิดเหตุการณ์ฟิวส์ตัดวงจรก่อนที่รีโคลสเซอร์ช่วงการทำงานเร็ว อย่างไรก็ตามกรณีการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์จะส่งผลในกรณีที่แตกต่างจากการลัดวงจรแบบสามเฟส ดังนั้นเพื่อเป็นการป้องกันผลกระทบที่จะเกิดขึ้นควรจะทำการพิจารณาการลัดวงจรทั้งสองแบบเพื่อไปเป็นการยืนยันว่าจะไม่เกิดผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์

และจากผลการวิจัยสามารถสรุปปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เมื่อมีการเชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวได้ดังต่อไปนี้

1) ตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และตำแหน่งการเกิดลัดวงจร โดยจากผลการทดสอบพบว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่ด้านหลังรีโคลสเซอร์มีแน้วโน้มจะส่งผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์โดยเฉพาะเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นที่ด้านหลังรีโคลสเซอร์ มากกว่ากรณีอื่นๆ ทั้งนี้เนื่องมาจากการที่ฟิวส์กับรีโคลสเซอร์เห็นค่ากระแสลัดวงจรที่ต่างกัน โดยฟิวส์จะเห็นค่ากระแสลัดวงจรที่มากกว่าจึงทำให้มีโอกาสที่ฟิวส์จะทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ได้

2) ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะมีผลต่อค่ากระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้น ดังนั้นเมื่อพิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบแล้วยังคงรักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่ถูกต้อง ตำแหน่งในการติดตั้งยิ่งไกลจากสถานีไฟฟ้าย่อยมากเท่าใดขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบแล้วยังคงรักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ได้อย่างถูกต้องจะมีค่ามากขึ้นตามระยะทางที่ไกลออกไปจากสถานีไฟฟ้าย่อย

3) ความยืดหยุ่นของระบบป้องกัน ความยืดหยุ่นของระบบป้องหมายความว่า ระบบนั้นมีค่าส่วนเผื่อเวลาระหว่างฟิวส์กับรีโคลสเซอร์มากน้อยเพียงใด การที่มีค่าส่วนเผื่อเวลามากจะส่งผลให้ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบแล้วยังคงรักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ได้อย่างถูกต้องจะมีขนาดใหญ่มากตามไปด้วย โดยขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะขึ้นอยู่ค่าส่วนเผื่อเวลาของรีโคลสเซอร์กับฟิวส์ในตำแหน่งที่อยู่ใกล้กับรีโคลสเซอร์มากที่สุด

4) ขนาดของระบบ จากเกณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดไว้ว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ เมื่อทดสอบกับระบบทั้งสอง จะเห็นได้ว่าระบบ RBTS ซึ่งมีขนาดที่เล็กกว่า ค่าร้อยละที่ยังคงรักษาการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลสเซอร์นั้นจะมีค่าน้อยกว่าระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งมีขนาดที่ใหญ่กว่า ทั้งนี้เนื่องจากว่าระบบที่ใหญ่กว่าจะมีค่าส่วนเผื่อเวลาในการทำงานระหว่างฟิวส์กับรีโคลสเซอร์ที่มากกว่า ดังนั้นค่าร้อยละของกระแสลัดวงจรจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวจึงมีค่ามากกว่าตามไปด้วย

7.2 **ข้อเสนอแนะ**

1) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดคุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์กับรีโคลสเซอร์มีความคล้ายกัน ดังนั้นกราฟคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์จึงถูกแทนด้วยสมการคุณลักษณะตาม

มาตรฐาน IEC โดยเลือกใช้คุณลักษณะแบบ Standard Inverse (SI) อย่างไรก็ดีการเลือกใช้สมการเพื่อแทนคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์ด้วยสมการดังกล่าวนั้น อาจจะมีความแตกต่างเมื่อนำไปเปรียบเทียบกับกราฟคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์ที่ใช้ในทางปฏิบัติ ดังนั้นถ้ามีการนำสมการดังกล่าวไปใช้ควรมีการนำมาพล็อกกราฟเพื่อเปรียบเทียบดูว่ากราฟคุณลักษณะที่ได้จากสมการตามมาตรฐาน IEC นั้นมีความคล้ายกับกราฟคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์ที่ใช้ในทางปฏิบัติหรือไม่ หรือเลือกใช้กราฟคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์ที่ใช้ในทางปฏิบัติเลยก็เป็นวิธีที่ทำให้งานวิจัยมีความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติมากขึ้น

2) ในการพิจารณาผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อระบบป้องกันนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการกำหนดให้ระดับค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าย่อยมีค่าคงทีในแต่ละกรณีที่พิจารณา อย่างไรก็ดีระดับค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าย่อยจะมีผลต่อผลกระทบต่อระบบป้องกันด้วย ดังนั้นควรจะมีการปรับเปลี่ยนระดับค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าย่อยด้วย

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รายการอ้างอิง

[1] กระทรวงพลังงาน. แผนพัฒนาพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551-2565. [ออนไลน์]. 2552.แหล่งที่มา: http://www.dede.go.th/dede/fileadmin/upload/nov50/mar52/REDP_present.pdf [2552, สิงหาคม 23]

[2] Butler-Purry, P. P. and Marotti, M. Impact of distributed generators on protective devices in radial distribution systems. IEEE PES transmission and distribution conf. and exposition. 2006: 87-88

[3] Barker, P.P., and Mello, R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1 – Radial distribution systems. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting Conf. 2000: 1645-1656

[4] De Britto, T. M., Morais, D. R., Marin, M. A., Rolim, J. G., and Zurn, H. H. Distributed Generation Impacts on the Coordination of Protection Systems in Distribution Networks. IEEE/PES Transactions and Distribution Conference and Exposition. November 2004: 623-628

[5] Doyle, M. T., Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. 1, 2002: 103-105

[6] IEEE Standard 1547-2008 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. 2008

[7] Chaitusaney, S. and Yokoyama, A. Prevention of reliability degradation from recloser – fuse miscoordination due to distributed generation. IEEE Transactions on Power Delivery. 23, 4 October 2008: 2545-2554

[8] Girgis, A., and Brahma, S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. Large Engineering Systems Conf. on Power Engineering (LESCOPE'01). 2001: 115-119

[9] Martinez, J.A., and Martin-Arnedo, J. Impact of distributed generation on distribution Protection and Power Quality. IEEE Power & Energy Society General Meeting (PES'09). 2009: 1-6

[10] Fazanehrafat, A. Javadian, S. A. M., Bathaee, S. M. T., and Haghifam, M.-R. Maintaining the recloser-fuse coordination in distribution systems in

presence of DG by determining DG's size. IET 9th International Conference on DPDP. 2008: 132-137

[11] นางสาวสิริภา จุลกาญจน์. การหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยคำนึงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันด้วยขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์วิทยาลัย. 2549.

[12] นายภรต อินทรเทศ. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกันและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์วิทยาลัย. 2546.

[13] Saadat, H. Power system analysis. Singapore: Mcgraw-hill, 2004.

[14] Blackburn, J. L., and Domin, T. J. Protective relaying principles and applications. United States: CRC press taylor & francis group, 2007.

[15] Gers, J. M., and Holmes, E. J. Protection of electricity distribution networks. 2nd. ed. London: The institution of engineering and technology, 2004.

[16] ALSTOM, Network protection and automation guide. 3rd.ed. Levallois-Perret: ALSTOM, 2002.

[17] IEEE Std. C37. 112 – 1996 IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. January 1997

[18] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์. การป้องกันระบบไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร: จี.บี.พี เซ็นเตอร์, 2551.

[19] Shahriari, S. A. A., Abapour, M., Yazsian, A., and Haghifam, M. R. Minimizing the impact of distributed generation on distribution protection system by solid state fault current limiter. IEEE PES transmission and distribution conf and exposition. 2010: 1-7

[20] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551. [ออนไลน์]. 2551.แหล่งที่มา: http://thaienergypowerplants.com/dn/connection_code.pdf. [2554, กุมภาพันธ์ 5]

[21] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์วิทยาลัย. รายงานฉบับสมบูรณ์ผลการประเมินประจำปี ปฏิทิน 2552 โครงการงานประเมินมาตรฐานคุณภาพบริการไฟฟ้า. กรุงเทพมหานคร: สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์วิทยาลัย, 2553.

[22] Billinton, R, and Allan, R. N. Reliability evaluation of power systems. Great Britain. 1984.

[23] Billinton, R, Allan, R. N., Sjarief, I., Goel, L., and So, K. S. A reliability test system for educational purposes - basic distribution system data and results. IEEE Transactions on Power syst. 6, 2 May 1991: 813-820

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก. ข้อมูลของระบบ RBTS Bus 2 และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของกฟภ.

1) ข้อมูลระบบ RBTS Bus 2

ข้อมูลโหลดแต่ละบัสของระบบ RBTS Bus 2 แสดงได้ดัง ตารางที่ ก.1 และค่าพารามิเตอร์ของสายส่งแต่ละเส้นแสดงได้ดังตารางที่ ก.2

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลโหลดแต่ละบัสของระบบ RBTS Bus 2

บัส	Load		บัส	Load		บัส	Load	
	P(MW)	Q(MVar)		P(MW)	Q(MVar)		P(MW)	Q(MVar)
1	0	0	20	0	0	39	0.454	0.251
2	0	0	21	0	0	40	0	0
3	0	0	22	1	0.5533	41	0	0
4	0	0	23	1.15	0.6363	42	0	0
5	0	0	24	0	0	43	0	0
6	0	0	25	0	0	44	0	0
7	0.535	0.2591	26	0	0	45	0.454	0.251
8	0	0	27	0	0	46	0	0
9	0.535	0.2591	28	0	0	47	0.45	0.249
10	0	0	29	0.535	0.2591	48	0	0
11	0.535	0.2591	30	0	0	49	0.45	0.249
12	0	0	31	0.535	0.2591	50	0	0
13	0.566	0.251	32	0	0	51	0.45	0.249
14	0.000	0.000	33	0.45	0.249	52	0	0
15	0.454	0.251	34	0	0	53	0.566	0.2512
16	0.000	0.000	35	0.566	0.2512	54	0	0
17	0.454	0.251	36	0	0	55	0.566	0.2512
18	0.000	0.000	37	0.566	0.2512	56	0	0
19	0.454	0.251	38	0	0	57	0.454	0.251

ตารางที่ ก.2 พารามิเตอร์สายส่งแต่ละเส้นของระบบ RBTS Bus 2

Branch	From	To	R(PU)	X(PU)	Branch	From	To	R(PU)	X(PU)
1	1	2	0.01333	0.02076	29	42	43	0.01066	0.01661
2	2	3	0.01333	0.02076	30	40	44	0.02926	0.02269
3	3	4	0.01333	0.02076	31	40	46	0.02340	0.01815
4	4	5	0.01066	0.01661	32	41	48	0.02340	0.01815
5	2	6	0.02340	0.01815	33	41	50	0.03121	0.02420
6	2	8	0.03121	0.02420	34	42	52	0.03121	0.02420
7	3	10	0.03121	0.02420	35	43	54	0.02926	0.02269
8	3	12	0.02340	0.01815	36	43	56	0.03121	0.02420
9	4	14	0.03121	0.02420	37	6	7	0.00000	2.44752
10	4	16	0.02926	0.02269	38	8	9	0.00000	2.44752
11	5	18	0.02340	0.01815	39	10	11	0.00000	2.44752
12	1	20	0.01333	0.02076	40	12	13	0.00000	2.44752
13	20	21	0.01066	0.01661	41	14	15	0.00000	2.44752
14	20	22	0.02340	0.01815	42	16	17	0.00000	2.44752
15	21	23	0.03121	0.02420	43	18	19	0.00000	2.44752
16	1	24	0.01333	0.02076	44	28	29	0.00000	2.44752
17	24	25	0.01421	0.02215	45	30	31	0.00000	2.44752
18	25	26	0.01066	0.01661	46	32	33	0.00000	2.44752
19	26	27	0.01333	0.02076	47	34	35	0.00000	2.44752
20	24	28	0.02340	0.01815	48	36	37	0.00000	2.44752
21	25	30	0.02926	0.02269	49	38	39	0.00000	2.44752
22	25	32	0.03121	0.02420	50	44	45	0.00000	2.44752
23	26	34	0.02926	0.02269	51	46	47	0.00000	2.44752
24	26	36	0.03121	0.02420	52	48	49	0.00000	2.44752
25	27	38	0.02340	0.01815	53	50	51	0.00000	2.44752
26	1	40	0.01421	0.02215	54	52	53	0.00000	2.44752
27	40	41	0.01333	0.02076	55	54	55	0.00000	2.44752
28	41	42	0.01333	0.02076	56	56	57	0.00000	2.44752

ข้อมูลโหลดแต่ละบัสของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแสดงได้ดัง ตารางที่ ก.3และค่าพารามิเตอร์ของสายส่งแต่ละเส้นแสดงได้ดัง ตารางที่ ก.4

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลโหลดแต่ละบัสของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

บัส	Load	
	P(MW)	Q(MVar)
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0
13	0.133	0.082
14	0.420	0.260
15	0.656	0.407
16	0.930	0.576
17	0.420	0.260
18	0.180	0.112
19	0.210	0.130
20	0.090	0.056
21	0.480	0.297

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ก.4 พารามิเตอร์สายส่งแต่ละเส้นของระบบที่ดัดแปลงจากระบบของ กฟภ.

Branch	From	To	R(PU)	X(PU)
1	1	2	0.07371	0.13969
2	2	3	0.05294	0.10034
3	3	4	0.00859	0.01628
4	4	5	0.02568	0.04867
5	5	6	0.02711	0.05137
6	6	7	0.00303	0.00574
7	7	8	0.02061	0.03905
8	8	9	0.01279	0.02424
9	9	10	0.00147	0.00279
10	10	11	0.01403	0.02659
11	11	12	0.01563	0.02962
12	2	13	0.01221	0.00947
13	3	14	0.03447	0.02673
14	4	15	0.01962	0.01521
15	5	16	0.02282	0.01769
16	6	17	0.00826	0.00641
17	7	18	0.01170	0.00907
18	10	19	0.00558	0.00433
19	11	20	0.00815	0.01544
20	12	21	0.04377	0.03394

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวโศภิต สิริโสภณวัฒนา เกิดวันที่ 26 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2531 ที่จังหวัดราชบุรี เข้าศึกษาในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ในปีการศึกษา 2548 สำเร็จการศึกษาหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ในปีการศึกษา 2551 ต่อจากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2552 และสำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2553

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย