

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยใช้
ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

นายณัฐพล พลบริสุทธิ์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2554
ลิขสิทธิ์ ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

THE IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION ON PROTECTION SYSTEM
COORDINATION USING PROTECTION MISCOORDINATION INDEX

Mr. Natthaphol Pholborisut

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการ
ประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยใช้ดัชนีชี้วัดการ
สูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

โดย

นายณัฐพล พลบริสุทธิ์

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสวี)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์)

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

ณัฐพล พลบริสุทธิ์ : ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยใช้ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน. (THE IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION ON PROTECTION SYSTEM COORDINATION USING PROTECTION MISCOORDINATION INDEX) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ศ.ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์, 186 หน้า.

การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายอาจทำให้เกิดปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันเนื่องจากกระแสผิดพลาดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ปัญหาที่เกิดขึ้นส่งผลให้ผู้ใช้งานไฟฟ้าประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับบ่อยครั้งขึ้นหรือไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลาที่นานขึ้นกว่าเดิม วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอดัชนีชี้วัด 2 ดัชนี ได้แก่ PMI ซึ่งสามารถนำมาใช้ในการประเมินผลกระทบจากขนาดและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่ออัตราการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน และ PMI_{ENS} ซึ่งถูกใช้ในการประเมินว่าระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในกรณีต่างๆ จะมีค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดเพิ่มสูงขึ้นมากน้อยเท่าใดเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม โดยดัชนีชี้วัดทั้งสองของระบบจำหน่ายในกรณีต่างๆจะถูกคำนวณจากการจำลองความผิดพลาดแบบสามเฟสสมดุลโดยอาศัยวิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และถูกนำมาใช้ในการกำหนดขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆในระบบจำหน่าย นอกจากนี้ยังนำเสนอวิธีการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อลดผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก วิธีการที่พัฒนาขึ้นถูกนำไปทดสอบกับระบบทดสอบ 2 ระบบ ได้แก่ RBTS BUS 2 และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าทั้งขนาดและตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีผลกระทบโดยตรงต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดย PMI และ PMI_{ENS} สามารถนำมาใช้ในการประเมินผลกระทบที่เกิดขึ้นในกรณีต่างๆได้

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

5270670521 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM / DISTRIBUTED GENERATION /
PROTECTION COORDINATION / MONTE CARLO SIMULATION

NATTHAPHOL PHOLBORISUT: THE IMPACT OF DISTRIBUTED
GENERATION ON PROTECTION SYSTEM COORDINATION USING
PROTECTION MISCOORDINATION INDEX.

ADVISOR : PROF. BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D., 186 pp.

Distributed generation (DG) may provide negative impacts to the connected distribution system. One important problem is the protection system miscoordination caused by the additional fault current from a DG which can increase the interruption event and the interruption duration. Therefore, this thesis presents a method to quantify the impact of a DG on protection system coordination by using two indices which are PMI and PMI_{ENS} . PMI is used to evaluate the impact of size and installing location of a DG on protection miscoordination rate of the system, and PMI_{ENS} is used to show the increase in energy not supplied of the system with a DG compared to the original system. In addition, maximum allowable capacity of a DG can also be determined using PMI and PMI_{ENS} . For each system configuration, the indices were calculated from three-phase fault events by using Monte Carlo Simulation. Furthermore, to reduce the impact of a DG, protection coordination adjustment is also presented in this thesis. The proposed method has been tested with RBTS BUS 2 and a distribution system of Provincial Electricity Authority of Thailand. The obtained results clearly showed that both the size and the installing location of a DG had direct impacts on the protection coordination, and the proposed indices can be used to evaluate those impacts.

Department : Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study : Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year : 2011

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงมาได้ด้วยดีโดยอาศัยความกรุณาของ ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ โดยตลอดระยะเวลาการทำวิจัย ท่านได้ให้แนวคิดและคำแนะนำที่เป็นประโยชน์ ทั้งยังกรุณาช่วยตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนเสร็จสมบูรณ์ ผู้เขียนวิทยานิพนธ์จึงขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูงมา ณ ที่นี้

ผู้เขียนวิทยานิพนธ์ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ ดร.สุรัช ชัยทัศน์ และดร.ประดิษฐ์ เฟื่องฟู ที่ได้สละเวลาเป็นกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ และให้คำแนะนำแก่ผู้เขียน นอกจากนี้ ต้องขอขอบคุณ คุณทิตติ ศักดิ์ ศรัทธ ที่คอยช่วยเหลือตอบข้อสงสัย และให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ตลอดการทำวิจัยนี้

หากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีข้อบกพร่องประการใด ผู้เขียนขอน้อมรับไว้ และหากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นประโยชน์ต่อการศึกษา ผู้เขียนขอมอบความดีนั้นให้แก่ บิดา มารดา ของผู้เขียน รวมถึงนางสาว นฎา สินอนันต์วณิช ที่คอยสนับสนุน และให้กำลังใจตลอดมา

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	๗
สารบัญรูป.....	๘
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	3
1.3 ขอบเขตของการวิจัย.....	3
1.4 วิธีดำเนินการวิจัย.....	4
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	5
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
1.7 ประมวลวิทยานิพนธ์.....	7
บทที่ 2 ประเภทของความผิดพลาด และการคำนวณความผิดพลาดในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	9
2.1 สถิติของการเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้า.....	9
2.2 ความผิดพลาดแบบสามเฟส.....	11
2.2.1 การคำนวณกระแสผิดพลาดสามเฟสโดยใช้วงจรสมมูลเทวินิน.....	11
2.2.2 การคำนวณกระแสผิดพลาดสามเฟสโดยใช้บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์.....	13
2.2.3 กำลังไฟฟ้าลัดวงจร.....	19
บทที่ 3 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	21
3.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์.....	21
3.1.1 ประเภทของรีเลย์กระแสเกิน.....	21
3.1.1.1 รีเลย์กระแสเกินชนิดทำงานทันที.....	21
3.1.1.2 รีเลย์กระแสเกินชนิดดีฟิไนต์ไทม์.....	22

	หน้า
3.1.1.3 รีเลย์กระแสเกินชนิดเวลาผกผันกับกระแส.....	23
3.2 ฟิวส์.....	25
3.2.1 คุณสมบัติที่สำคัญของฟิวส์.....	26
3.2.2 การแบ่งประเภทของฟิวส์.....	27
3.2.3 ฟิวส์คัทเอาต์ระบบจำหน่าย.....	27
3.3 รีโคลสเซอร์.....	28
3.3.1 ประเภทของรีโคลสเซอร์.....	30
3.3.1.1 รีโคลสเซอร์เฟสเดียว และรีโคลสเซอร์สามเฟส.....	30
3.3.1.2 รีโคลสเซอร์ที่ใช้กลไกไฮดรอลิก หรืออิเล็กทรอนิกส์ในการทำงาน.....	30
3.3.1.3 รีโคลสเซอร์ชนิดที่ใช้ น้ำมัน สุกญูญากาศ หรือ SF6.....	31
3.3.2 ข้อควรคำนึงถึงในการเลือกรีโคลสเซอร์ไปใช้งาน.....	31
3.3.3 การกำหนดค่าการทำงานของรีโคลสเซอร์.....	31
3.4 การประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน.....	32
3.4.1 การประสานสัมพันธ์ระหว่างเบรกเกอร์และฟิวส์.....	32
3.4.2 การประสานสัมพันธ์ระหว่างเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์.....	33
3.4.3 การประสานสัมพันธ์ระหว่างรีโคลสเซอร์และฟิวส์.....	34
3.4.4 การประสานสัมพันธ์ระหว่างเบรกเกอร์รีโคลสเซอร์ และฟิวส์.....	35
บทที่ 4 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	36
4.1 ข้อกำหนดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ.....	36
4.1.1 กรณีที่ 1 ความผิดปกติบริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโคลสเซอร์.....	36
4.1.2 กรณีที่ 2 ความผิดปกติบริเวณสายป้อนหลักด้านหลังรีโคลสเซอร์.....	37
4.1.3 กรณีที่ 3 ความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์.....	37
4.1.4 กรณีที่ 4 ความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์.....	37
4.2 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	37

4.2.1	กรณีที่ 1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์ และ เกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโกลสเซอร์.....	38
4.2.2	กรณีที่ 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์ และ เกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโกลสเซอร์.....	39
4.2.3	กรณีที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์ และ เกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหลังรีโกลสเซอร์.....	39
4.2.4	กรณีที่ 4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์ และ เกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโกลสเซอร์ของสาย ป้อนข้างเคียง.....	40
4.2.5	กรณีที่ 5 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์ และ เกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโกลสเซอร์ของสาย ป้อนข้างเคียง.....	41
4.2.6	กรณีที่ 6 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโกลสเซอร์ และ เกิดความผิดปกติที่สายป้อนย่อยด้านหน้ารีโกลสเซอร์.....	41
4.2.7	กรณีที่ 7 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโกลสเซอร์ และ เกิดความผิดปกติที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโกลสเซอร์.....	42
4.2.8	กรณีที่ 8 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโกลสเซอร์ และ เกิดความผิดปกติที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโกลสเซอร์ของสายป้อน ข้างเคียง.....	43
4.3	สมการเงื่อนไขทางคณิตศาสตร์ที่ใช้ตรวจสอบการประสานสัมพันธ์ของ อุปกรณ์ป้องกัน.....	44
4.3.1	สมการเงื่อนไขสำหรับกรณีที่รีโกลสเซอร์มีโอกาสตัดวงจรโดยไม่พึง ประสงค์.....	44
4.3.2	สมการเงื่อนไขสำหรับกรณีที่ฟิวส์มีโอกาสตัดวงจรก่อนการทำงานแบบ เร็วของรีโกลสเซอร์.....	45
4.3.3	สมการเงื่อนไขสำหรับกรณีที่ฟิวส์มีโอกาสตรวจจับกระแสผิดปกติเกิน ค่าพิกัดกระแสผิดปกติสูงสุด.....	46
4.4	แนวทางการแก้ปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	46

4.4.1 กรณีที่รีโกลสเซอร์มีโอกาสตัดวงจรโดยไม่พึงประสงค์.....	46
4.4.1.1 การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์.....	46
4.4.1.2 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์.....	50
4.4.2 กรณีที่ฟิวส์ตัดวงจรก่อนกำหนด.....	52
บทที่ 5 การใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในการจำลองความผิดพลาดของระบบ จำหน่ายไฟฟ้า.....	53
5.1 แบบจำลองสองสถานะของมาร์คอฟ (2-State Markov Model).....	53
5.2 วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation).....	55
5.2.1 การจำลองเหตุการณ์แบบสุ่มโดยไม่มี ความเกี่ยวเนื่องกัน (Random Simulation หรือ Non-Sequential Simulation).....	56
5.2.2 การจำลองเหตุการณ์แบบเป็นลำดับ (Sequential Simulation).....	56
5.2.2.1 วิธีกำหนดช่วงเวลาคงที่ (Fixed-time-interval method).....	57
5.2.2.2 วิธีพิจารณาเหตุการณ์ลำดับถัดไป (Next-event method).....	57
5.3 หลักการพื้นฐานของการจำลองเหตุการณ์แบบเป็นลำดับ.....	57
5.3.1 การสุ่มตัวเลข.....	57
5.3.2 การแปลงค่าตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอ.....	58
5.3.2.1 ตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution).....	58
5.3.2.2 การกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution).....	60
5.4 การใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในการจำลองการเกิดความผิด พลาดของ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	62
5.4.1 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่นำมาพิจารณา.....	62
5.4.1.1 อัตราการล้มเหลว (Failure rate: λ).....	62
5.4.1.2 ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์ (Mean repair time: r).....	62
5.4.2 กระบวนการใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในการจำลองการ เกิดความผิดพลาดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	63
5.4.3 จำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์.....	65

บทที่ 6	ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	69
6.1	ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน (Protection Miscoordination Index: PMI).....	69
6.2	ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI _{ENS}).....	70
6.3	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	74
6.3.1	พิจารณาขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจาก PMI.....	74
6.3.2	พิจารณาขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจาก PMI _{ENS}	74
6.4	กระบวนการทดสอบดัชนี PMI และ PMI _{ENS} ของระบบ และการหาขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆในระบบ.....	75
บทที่ 7	ผลการทดสอบและวิเคราะห์ผลการทดสอบ.....	79
7.1	ระบบทดสอบ.....	79
7.1.1	ระบบทดสอบ RBTS BUS 2.....	79
7.1.2	ระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	84
7.2	วิธีการทดสอบ.....	87
7.3	ผลการทดสอบของระบบทดสอบ RBTS BUS 2.....	88
7.3.1	กรณีที่ 1 ระบบป้องกันดั้งเดิม.....	88
7.3.1.1	ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	88
7.3.1.2	ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย.....	95
7.3.1.3	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	98
7.3.2	กรณีที่ 2 ทดสอบการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์.....	101
7.3.2.1	ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	101
7.3.2.2	ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย.....	108
7.3.2.3	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	110

	หน้า
7.3.3 กรณีที่ 3 ปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	111
7.3.3.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน	111
7.3.3.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย.....	124
7.3.3.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	126
7.3.4 ผลการทดสอบทุกกรณีของระบบ RBTS BUS 2.....	128
7.3.4.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	129
7.3.4.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย.....	130
7.3.4.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	131
7.4 ผลการทดสอบของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค....	132
7.4.1 กรณีที่ 1 ระบบป้องกันดั้งเดิม.....	132
7.4.1.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	132
7.4.1.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย.....	138
7.4.1.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	139
7.4.2 กรณีที่ 2 ทดสอบการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์.....	141
7.4.2.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	142
7.4.2.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย.....	152
7.4.2.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	154
7.4.3 กรณีที่ 3 ปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	155
7.4.3.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	155
7.4.3.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย.....	171
7.4.3.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	173
7.4.4 ผลการทดสอบทุกกรณีของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	174
7.4.4.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน.....	175

7.4.4.2	ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย.....	177
7.4.4.3	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	178
บทที่ 8	สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ.....	180
8.1	สรุปผลการวิจัย.....	180
8.2	ข้อเสนอแนะ.....	182
	รายการอ้างอิง.....	183
	ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	186

สารบัญตาราง

		หน้า
ตารางที่ 2.1	ความถี่ของการเกิดความผิดพลาดในส่วนต่างๆของระบบไฟฟ้า.....	9
ตารางที่ 2.2	ความถี่ของการเกิดความผิดพลาดรูปแบบต่างๆที่เกิดขึ้นในระบบสายส่งสามเฟส.....	10
ตารางที่ 2.3	ค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องจักรแต่ละประเภท.....	15
ตารางที่ 3.1	ค่าคงที่ K และ E ของรีเลย์แต่ละประเภท.....	23
ตารางที่ 3.2	ค่า K-factor สำหรับการดำเนินงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์.....	34
ตารางที่ 4.1	สรุปรูปแบบและค่ากระแสผิดพลาดในแต่ละกรณี.....	44
ตารางที่ 7.1	ข้อมูลความยาวของสายป้อนของ RBTS BUS 2.....	81
ตารางที่ 7.2	ข้อมูลค่าอิมพีแดนซ์ของสายป้อนแต่ละประเภทของ RBTS BUS 2.....	81
ตารางที่ 7.3	ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของสายป้อนของ RBTS BUS 2.....	81
ตารางที่ 7.4	ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าของ RBTS BUS 2.....	82
ตารางที่ 7.5	การตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของ RBTS BUS 2.....	83
ตารางที่ 7.6	ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของ RBTS BUS 2.....	83
ตารางที่ 7.7	ข้อมูลความยาวสายป้อนของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	85
ตารางที่ 7.8	ข้อมูลค่าอิมพีแดนซ์ของสายป้อนแต่ละประเภทของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	85
ตารางที่ 7.9	ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของสายป้อนของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	86
ตารางที่ 7.10	ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	86
ตารางที่ 7.11	การตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	87
ตารางที่ 7.12	ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 RBTS BUS 2.....	89
ตารางที่ 7.13	ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 2 RBTS BUS 2.....	90

ตารางที่ 7.14	ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 3 RBTS BUS 2.....	91
ตารางที่ 7.15	ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 4 RBTS BUS 2.....	92
ตารางที่ 7.16	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยเฉลี่ยในแต่ละกรณี และแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS BUS 2.....	93
ตารางที่ 7.17	ค่า PMI_{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 ที่ตำแหน่ง 1A และ 1B ของระบบ RBTS BUS 2.....	96
ตารางที่ 7.18	ค่า PMI_{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 ที่ตำแหน่ง 1C และ 1D ของระบบ RBTS BUS 2.....	96
ตารางที่ 7.19	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งในตำแหน่งต่างๆของระบบ RBTS BUS 2 เมื่อพิจารณาจากค่า PMI.....	98
ตารางที่ 7.20	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆบนสายป้อนที่ 1 ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS}	100
ตารางที่ 7.21	PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1.....	102
ตารางที่ 7.22	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยแต่ละกรณีของ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 1 และ 2.1.....	103
ตารางที่ 7.23	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	104
ตารางที่ 7.24	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	106
ตารางที่ 7.25	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	108

ตารางที่ 7.26	PMI _{ENS} ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1.....	108
ตารางที่ 7.27	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI _{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2.....	110
ตารางที่ 7.28	ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C ของระบบ RBTS BUS 2.....	113
ตารางที่ 7.29	PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1.....	113
ตารางที่ 7.30	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยแต่ละกรณีของ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 1 และ 3.1.....	114
ตารางที่ 7.31	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	116
ตารางที่ 7.32	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 5 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	117
ตารางที่ 7.33	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 11 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	119
ตารางที่ 7.34	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 5 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	122
ตารางที่ 7.35	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 11 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	123

ตารางที่ 7.36	PMI _{ENS} ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	124
ตารางที่ 7.37	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI _{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	126
ตารางที่ 7.38	รายละเอียดการปรับระบบป้องกันในทุกกรณีของระบบ RBTS BUS 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C.....	128
ตารางที่ 7.39	PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆ.....	132
ตารางที่ 7.40	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยเฉลี่ยในแต่ละกรณี และแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 ของระบบระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.....	134
ตารางที่ 7.41	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติบัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	136
ตารางที่ 7.42	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติบัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	137
ตารางที่ 7.43	ค่า PMI _{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.....	138
ตารางที่ 7.44	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI _{ENS}	140
ตารางที่ 7.45	PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1.....	142
ตารางที่ 7.46	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยแต่ละกรณีของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 1 และ 2.1.....	144

ตารางที่ 7.47	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	145
ตารางที่ 7.48	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	146
ตารางที่ 7.49	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D.....	148
ตารางที่ 7.50	PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2.....	149
ตารางที่ 7.51	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D.....	151
ตารางที่ 7.52	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 4 MW ที่ตำแหน่ง D.....	152
ตารางที่ 7.53	PMI _{ENS} ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1.....	153
ตารางที่ 7.54	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI _{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2.....	154
ตารางที่ 7.55	ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.	157

ตารางที่ 7.56	ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.	157
ตารางที่ 7.57	PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1.....	158
ตารางที่ 7.58	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 1 กรณีที่ 2 และกรณีที่ 3 ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 1 และ 3.1.....	159
ตารางที่ 7.59	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 9 กรณีที่ 10 และกรณีที่ 11 ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 1 และ 3.1.....	160
ตารางที่ 7.60	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	161
ตารางที่ 7.61	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	162
ตารางที่ 7.62	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 20 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	164
ตารางที่ 7.63	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 11 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	165
ตารางที่ 7.64	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 11 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	168

ตารางที่ 7.65	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 20 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	170
ตารางที่ 7.66	PMI_{ENS} ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	171
ตารางที่ 7.67	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	173
ตารางที่ 7.68	รายละเอียดการปรับระบบป้องกันในทุกกรณีของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D.....	175

สารบัญรูป

	หน้า	
รูปที่ 2.1	ขนาดของกระแสผิวดพ่วงแบบสามเฟส และเฟส-ดิน ที่ระยะต่างๆ.....	10
รูปที่ 2.2	ความผิวดพ่วงแบบสามเฟส.....	11
รูปที่ 2.3	การใช้หลักการเทวินินในการหากระแสผิวดพ่วงของระบบ.....	12
รูปที่ 2.4	บัลที่ k ในระบบไฟฟ้ากำลัง n บัล.....	14
รูปที่ 2.5	วงจรเทวินิน แสดงการเกิดความผิวดพ่วงของบัล.....	16
รูปที่ 3.1	คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์ชนิดทำงานทันที.....	22
รูปที่ 3.2	คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์ชนิดดีฟิไนต์ไทม์.....	22
รูปที่ 3.3	คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์กระแสเกินทั้งสามประเภท.....	24
รูปที่ 3.4	คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์กระแสเกินที่ปรับค่าเวลาการทำงานต่างๆกัน.	24
รูปที่ 3.5	คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์กระแสเกินที่ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ต่างๆกัน.....	25
รูปที่ 3.6	คุณลักษณะเวลา-กระแสของฟิวส์.....	26
รูปที่ 3.7	คุณลักษณะเวลา-กระแสของรีโคลสเซอร์.....	29
รูปที่ 3.8	ขั้นตอนการทำงานของรีโคลสเซอร์.....	30
รูปที่ 3.9	สายป้อนหนึ่งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล.....	32
รูปที่ 3.10	คุณสมบัติเวลา-กระแสของเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์.....	35
รูปที่ 4.1	กรณีความผิวดพ่วงที่ตำแหน่งต่างๆ.....	36
รูปที่ 4.2	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิวดพ่วง บริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโคลสเซอร์.....	38
รูปที่ 4.3	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิวดพ่วง บริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์.....	39
รูปที่ 4.4	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิวดพ่วง บริเวณสายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์.....	39
รูปที่ 4.5	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิวดพ่วง บริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโคลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง.....	40
รูปที่ 4.6	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิวด พ่วงบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง.....	41

รูปที่ 4.7	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโกลสเซอร์จะเกิดความผิดพลาดบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโกลสเซอร์.....	41
รูปที่ 4.8	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโกลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโกลสเซอร์.....	42
รูปที่ 4.9	ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโกลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโกลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง.....	43
รูปที่ 4.10	การหาค่ากระแสผิดพลาดสูงสุดที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	47
รูปที่ 4.11	ความผิดพลาดที่อาจทำให้เกิดปัญหาขึ้นหลังการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์.....	49
รูปที่ 4.12	คุณสมบัติเวลา-กระแสของเบรกเกอร์และรีโกลสเซอร์หลังการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานใหม่.....	49
รูปที่ 4.13	การปิดการทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์.....	52
รูปที่ 5.1	แบบจำลองสองสถานะของมาร์คอฟ.....	54
รูปที่ 5.2	แบบจำลองความผิดพลาดของอุปกรณ์ในระบบ.....	55
รูปที่ 5.3	วิธีการสุ่มสถานะการทำงานของแต่ละอุปกรณ์.....	56
รูปที่ 5.4	ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของ TTF ที่มีการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล สำหรับอุปกรณ์ที่มีอัตราการล้มเหลวเท่ากับ 2.74×10^{-4} ครั้งต่อวัน.....	60
รูปที่ 5.5	ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของ TTR ที่มีการกระจายตัวแบบปกติ สำหรับอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซมเท่ากับ 10 ชั่วโมงและมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 10 เปอร์เซนต์.....	61
รูปที่ 5.6	แบบจำลองการทำงานและการเกิดความผิดพลาดของระบบ.....	65
รูปที่ 5.7	ค่าความน่าจะเป็นของการทอยลูกเต๋าล้วนได้แต้มเท่ากับหนึ่ง.....	66
รูปที่ 5.8	ผังกระบวนการจำลองเหตุการณ์ความผิดพลาดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	68
รูปที่ 6.1	พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดในระบบที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก.....	71
รูปที่ 6.2	พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดในระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์.....	72

รูปที่ 6.3	(ก.) ผังกระบวนการทดสอบดัชนี PMI และ PMI_{ENS} ของระบบ และการหาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆ.....	77
รูปที่ 6.4	(ก.) ผังกระบวนการทดสอบดัชนี PMI และ PMI_{ENS} ของระบบ และการหาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆ.....	78
รูปที่ 7.1	ระบบทดสอบ RBTS BUS 2.....	80
รูปที่ 7.2	คุณสมบัติเวลา-กระแสของอุปกรณ์ป้องกันในสายป้อนที่ 1 ของ RBTS BUS 2	84
รูปที่ 7.3	ระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	85
รูปที่ 7.4	ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 RBTS BUS 2.....	89
รูปที่ 7.5	ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 2 RBTS BUS 2.....	90
รูปที่ 7.6	ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 3 RBTS BUS 2.....	91
รูปที่ 7.7	ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 4 RBTS BUS 2.....	92
รูปที่ 7.8	ค่า PMI_{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS BUS 2.....	96
รูปที่ 7.9	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งในตำแหน่งต่างๆของระบบ RBTS BUS 2 เมื่อพิจารณาจากค่า PMI.....	99
รูปที่ 7.10	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆบนสายป้อนที่ 1 ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS}	100
รูปที่ 7.11	PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1.....	102
รูปที่ 7.12	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	104
รูปที่ 7.13	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	105

รูปที่ 7.14	PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2.....	107
รูปที่ 7.15	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	107
รูปที่ 7.16	PMI_{ENS} ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1.....	109
รูปที่ 7.17	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2.....	110
รูปที่ 7.18	ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C ของระบบ RBTS BUS 2.....	112
รูปที่ 7.19	PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1.....	114
รูปที่ 7.20	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	115
รูปที่ 7.21	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 5 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	117
รูปที่ 7.22	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 11 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	118
รูปที่ 7.23	PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	121
รูปที่ 7.24	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 5 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	122

รูปที่ 7.25	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงที่บัส 11 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C.....	123
รูปที่ 7.26	PMI_{ENS} ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	125
รูปที่ 7.27	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	127
รูปที่ 7.28	PMI ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบ RBTS BUS 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C.....	129
รูปที่ 7.29	PMI_{ENS} ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบ RBTS BUS 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C.....	130
รูปที่ 7.30	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบทุกกรณีการปรับระบบป้องกัน.....	131
รูปที่ 7.31	PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆ.....	133
รูปที่ 7.32	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	135
รูปที่ 7.33	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	137
รูปที่ 7.34	ค่า PMI_{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.....	139
รูปที่ 7.35	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS}	140

รูปที่ 7.36	PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1.....	143
รูปที่ 7.37	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	145
รูปที่ 7.38	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	146
รูปที่ 7.39	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D.....	147
รูปที่ 7.40	PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2.....	149
รูปที่ 7.41	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D.....	150
รูปที่ 7.42	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 4 MW ที่ตำแหน่ง D.....	151
รูปที่ 7.43	PMI_{ENS} ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1.....	153
รูปที่ 7.44	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2.....	154
รูปที่ 7.45	ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.....	156

รูปที่ 7.46	ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.....	156
รูปที่ 7.47	ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.....	157
รูปที่ 7.48	PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1.....	159
รูปที่ 7.49	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	161
รูปที่ 7.50	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	162
รูปที่ 7.51	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 20 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	163
รูปที่ 7.52	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 11 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	165
รูปที่ 7.53	PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	167
รูปที่ 7.54	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 11 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D.....	168
รูปที่ 7.55	การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 20 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D.....	169

รูปที่ 7.56	PMI _{ENS} ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	172
รูปที่ 7.57	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI _{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2.....	174
รูปที่ 7.58	PMI ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D.....	176
รูปที่ 7.59	PMI _{ENS} ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D.....	177
รูปที่ 7.60	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI _{ENS} เปรียบเทียบทุกกรณีการปรับระบบป้องกัน.....	178

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันมีการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation: DG) มาติดตั้งที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากันอย่างแพร่หลายเนื่องมาจากความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว และความกังวลต่อปัญหาสิ่งแวดล้อม [1] การใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีประโยชน์ต่อผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งทางด้านเทคนิคและทางด้านเศรษฐศาสตร์ ตัวอย่างเช่น ช่วยชะลอการสร้างระบบสายส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้า ช่วยลดกำลังสูญเสียในระบบเนื่องจากระยะทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับจุดโหลดลดลง ปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าให้เพิ่มสูงขึ้น และช่วยลดการปล่อยก๊าซพิษในกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้เป็นชนิดพลังงานหมุนเวียน [2], [3] อย่างไรก็ตามการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายก็อาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าได้ถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นมีขนาดและตำแหน่งการติดตั้งที่ไม่เหมาะสม หนึ่งในปัญหาที่สำคัญคือการสูญเสียการประสานสัมพันธ์กันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial distribution system) โดยทั่วไปมีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ โดยอุปกรณ์เหล่านี้จะถูกจัดลำดับการทำงานเพื่อให้สามารถแก้ไขความผิดปกติได้โดยส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟน้อยที่สุด การนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่สูงมากเกินไปมาติดตั้ง เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ กระแสผิดปกติที่ถูกตรวจจับโดยอุปกรณ์ป้องกันบางตัวจะมีขนาดสูงขึ้นจากเดิมเนื่องจากกระแสผิดปกติสมทบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เพิ่มเข้ามา นอกจากนี้เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายดั้งเดิม กระแสผิดปกติจะไหลไปในทิศทางเดียวจากสถานีไฟฟ้าไปยังจุดที่เกิดความผิดปกติ แต่เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเข้าไปในระบบ กระแสผิดปกติจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กอาจจะมีทิศทางไหลแตกต่างจากกระแสผิดปกติจากสถานีไฟฟ้า ทั้งหมดนี้อาจส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันสูญเสียการประสานสัมพันธ์ และทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่มีระยะเวลาเพิ่มขึ้น หรือประสบปัญหาไฟฟ้ดับบ่อยครั้งขึ้นโดยไม่พึงประสงค์ ส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย

ไฟฟ้า [4], [5] และพลังงานไฟฟ้าที่ไหลไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติ

เพื่อป้องกันปัญหาต่างๆที่กล่าวไปข้างต้น มาตรฐาน IEEE 1547-2008 [6] ได้กำหนดให้เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะต้องทำการแยกตัวออกจากระบบในทันที แต่อย่างไรก็ตามก็ยังมีความเสี่ยงที่การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบอาจไม่สำเร็จหรือปลดออกได้ช้ากว่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันซึ่งเริ่มทำงานในเวลาที่ยาวนาน [7] ซึ่งจะทำให้ระบบยังคงได้รับผลกระทบจากกระแสผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

วิธีการหนึ่งที่สามารถใช้ในการประเมินผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กอย่างได้ผล คือ การกำหนดดัชนีชี้วัดขึ้นมาเพื่อนำไปใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบระหว่างกรณีต่างๆ บทความทางวิชาการต่างๆได้นำเสนอดัชนีชี้วัดที่มีประโยชน์หลายดัชนี อย่างไรก็ตามยังไม่มีดัชนีใดที่สามารถชี้วัดผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่อการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายได้โดยตรง

จากปัญหาต่างๆที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการประเมินผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยใช้ดัชนีชี้วัด 2 ดัชนี ได้แก่ ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน (Protection Miscoordination Index: PMI) และดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS}) โดย PMI สามารถนำมาใช้ในการประเมินผลกระทบจากขนาดและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่ออัตราการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน ในขณะที่ PMI_{ENS} จะถูกใช้ในการประเมินว่าระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะมีค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติเพิ่มสูงขึ้นเท่าใดเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม นอกจากนี้เรายังสามารถใช้ดัชนีทั้งสองในการกำหนดขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อระบบในแง่ของการสูญเสียการประสานสัมพันธ์หรือพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย

ดัชนีชี้วัดทั้งสองของระบบในกรณีต่างๆจะถูกคำนวณจากการจำลองความผิดปกติแบบสามเฟสสมดุลที่ทุกๆสายป้อนของระบบจำหน่ายโดยอาศัยวิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation) ซึ่งใช้จัดการกับปัญหาที่มีความซับซ้อนได้ดี วิธีการที่พัฒนามาจะถูกนำไปทดสอบกับระบบทดสอบ 2 ระบบ คือ RBTS BUS 2 (Roy Billinton Test System Bus 2) และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลการทดสอบที่ได้จะถูกนำมา

วิเคราะห์และเปรียบเทียบระหว่างกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆกัน นอกจากนี้ยังนำเสนอการปรับปรุงระบบป้องกัน 2 รูปแบบ ได้แก่ การปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ และการปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันเพื่อลดผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

วัตถุประสงค์ของการวิจัยมีดังต่อไปนี้

1. ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย ฟิวส์ รีโคลสเซอร์ และเซอร์กิตเบรกเกอร์
2. พัฒนาวิธีการคำนวณดัชนีชี้วัดที่สามารถใช้ประเมินผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน
3. ใช้ดัชนีชี้วัดที่พัฒนาขึ้นมาในการกำหนดขนาดกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
4. ปรับปรุงระบบป้องกันดั้งเดิมของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อให้สามารถรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์โดยไม่ส่งผลกระทบต่อประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

ขอบเขตของการวิจัยนี้มีดังต่อไปนี้

1. พิจารณาระบบจำหน่ายที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล
2. อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในระบบจำหน่ายที่พิจารณาได้แก่ ฟิวส์ รีโคลสเซอร์ และเซอร์กิตเบรกเกอร์
3. เลือกใช้มาตรฐานคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์จากบริษัท Cooper Power Systems
4. รีโคลสเซอร์ที่ใช้ในการทดสอบเป็นประเภทที่ไม่สามารถตรวจจับทิศทางของกระแสไฟฟ้าได้ (Non-directional type)
5. เลือกใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐานของ International Electrotechnical Commission (IEC) โดยเลือกใช้คุณสมบัติเวลา-กระแสแบบ Extremely Inverse (EI) และ Standard Inverse (SI)

6. พิจารณาเลือกใช้ฟิวส์ตามมาตรฐานของ International Electrotechnical Commission (IEC) โดยเลือกใช้ฟิวส์ชนิด K
7. พิจารณาผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กหนึ่งเครื่องในระบบจำหน่ายที่พิจารณา
8. กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไม่สามารถตัดการเชื่อมต่อออกจากระบบจำหน่ายก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายจะทำงาน
9. การทดสอบในกรณีต่างๆจะไม่พิจารณาการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
10. พิจารณาเฉพาะความผิดพลาดชนิดสามเฟสสมดุล
11. พิจารณาอิมพีแดนซ์ลัดวงจรมีค่าเท่ากับศูนย์

1.4 วิธีดำเนินการวิจัย

วิธีดำเนินการวิจัย มีดังต่อไปนี้

1. ศึกษาการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
2. ศึกษาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน
3. ศึกษาดัชนีชี้วัดผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ถูกนำเสนอในบทความทางวิชาการต่างๆ
4. กำหนดเงื่อนไขที่ใช้ระบุว่าจะระบบป้องกันสูญเสียการประสานสัมพันธ์
5. ศึกษาวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล แล้วนำมาประยุกต์ใช้ในการจำลองการเกิดความผิดพลาดของระบบไฟฟ้า
6. พัฒนาโปรแกรมที่ใช้คำนวณหาดัชนีชี้วัดผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน
7. นำดัชนีชี้วัดที่พัฒนาขึ้นมาประยุกต์ใช้ในการหาขนาดกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งได้ที่ตำแหน่งต่างๆในระบบจำหน่าย
8. ศึกษาวิธีการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อลดผลกระทบจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

9. พัฒนาวิธีการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อให้ระบบจำหน่ายสามารถรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังการผลิตสูงขึ้นไปตำแหน่งด้านหลังรีโคลสเซอร์
10. ทดสอบวิธีการที่พัฒนาขึ้นกับระบบทดสอบมาตรฐาน และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แล้วจึงทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อให้ได้ประสิทธิภาพที่ดีขึ้น
11. วิเคราะห์และสรุปผลที่ได้จากการทดสอบ
12. เรียบเรียงและจัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์เพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบ และวางแผนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่ายได้อย่างมีประสิทธิภาพ
2. วิธีการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อให้ระบบจำหน่ายสามารถรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังการผลิตสูงขึ้นไปตำแหน่งด้านหลังรีโคลสเซอร์โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในส่วนแรกจะเป็นงานวิจัยที่อธิบายเฉพาะรายละเอียดเบื้องต้นของผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ได้แก่ บทความเรื่อง Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection [4] โดย Michael T. Doyle ซึ่งอธิบายถึงผลกระทบของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ระหว่างรีโคลสเซอร์และฟิวส์ในระบบจำหน่าย รวมถึงการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคลสเซอร์เนื่องจากกระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนกลับจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งด้านหลังรีโคลสเซอร์ บทความเรื่อง Impact of Distributed Generation on The Protection of Distribution Networks โดย K. Kauhaniemi และ L. Kumpulainen [8] กล่าวถึงปัญหาเซอร์กิตเบรกเกอร์หรือรีเลย์ในระบบไม่สามารถตรวจจับความผิดพลาดที่จุดปลายสายป้อนเนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก และกล่าวถึงปัญหารีเลย์ที่ติดตั้งอยู่ที่ส่วนต้นของสายป้อนทำงานโดยไม่พึงประสงค์จากกระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนกลับจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก นอกจากนี้ยังเสนอ

ให้นำรีเลย์ที่สามารถตรวจจับทิศทางของกระแส (directional overcurrent relay) มาใช้เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว บทความเรื่อง Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System [9] โดย Adly Girgis และ Sukumar Brahma อธิบายถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่อการประสานสัมพันธ์ระหว่างรีโคสเซอร์และฟิวส์ รวมถึงการประสานสัมพันธ์ระหว่างรีเลย์กับรีเลย์ โดยแสดงค่าขอบเขตของกระแสผิดพลาดที่อุปกรณ์ป้องกันยังคงประสานสัมพันธ์กันได้

งานวิจัยลำดับถัดไปได้แก่บทความเรื่อง An Approach to Quantify the Technical Benefits of Distributed Generation [10] โดย Pathomthat Chiradeja และ R. Ramakumar บทความนี้นำเสนอการประเมินประโยชน์ทางเทคนิคของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ออกมาเป็นค่าตัวเลขผ่านทางกราคำนวณค่าดัชนีต่างๆ ตัวอย่างเช่น ดัชนีชี้วัดการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (Environmental impact reduction index: EIRI) ดัชนีการลดความสูญเสียในสาย (Line-loss reduction index: LLRI) และดัชนีการปรับปรุงค่าแรงดัน (Voltage profile improvement index: VPPI) เป็นต้น อย่างไรก็ตามดัชนีที่นำเสนอในบทความนี้ไม่มีดัชนีใดที่พิจารณาถึงผลกระทบเชิงลบที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบ

บทความเรื่อง Evaluating Distributed Generation Impacts With a Multiobjective Index [11] โดย Luis F. Ochoa, Antonio Padilha-Feltrin และ Gareth P. Harrison นำเสนอดัชนีต่างๆที่ใช้ชี้วัดผลกระทบของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ตัวอย่างเช่น IVD ซึ่งพิจารณาถึงค่าแรงดันตกสูงสุด ILp และ ILq ซึ่งพิจารณาในเรื่องของกำลังสูญเสียในสาย และ ISC3 ที่นำค่ากระแสผิดพลาดสามเฟสสูงสุดมาใช้ในการคำนวณเป็นต้น ดัชนีทุกตัวที่คำนวณได้จะถูกนำมาถ่วงน้ำหนักแล้วรวมเข้าด้วยกันเพื่อพิจารณาในคราวเดียวเรียกว่า Multiobjective Index หรือ IMO อย่างไรก็ตามยังไม่มีดัชนีใดที่สามารถชี้วัดผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่อการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายได้โดยตรง

งานวิจัยเรื่อง Reliability Analysis of Distribution System with Distributed Generation Considering Loss of Protection Coordination [12] โดย S.Chaitusaney และ A. Yokoyama นำเสนอการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ได้แก่ SAIFI SAIDI และENS ในกรณีต่างๆจะถูกคำนวณโดยพิจารณาถึงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน กระแสผิดพลาดที่อุปกรณ์ป้องกันตรวจจับได้จะถูกนำมาใช้เป็นเงื่อนไขในการตรวจสอบการประสานสัมพันธ์

อย่างไรก็ตามงานวิจัยนี้ละเลยผลจากการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคลสเซอร์ที่เกิดจากกระแสผิดพลาดของไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งด้านหลังรีโคลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดพลาดด้านหน้ารีโคลสเซอร์

บทความเรื่อง Determination of Allowable Capacity of Distributed Generation with Protection Coordination Consideration [13] โดย Titti Saksornchai และ Bundhit Eua-arporn กล่าวถึงปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันรูปแบบต่างๆ และนำเสนอวิธีการหาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆโดยใช้การประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันและการลดความสูญเสียของระบบเป็นเงื่อนไข ในขณะที่งานวิจัยเรื่องการหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กโดยคำนึงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันด้วยขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม [14] โดยนางสาวสิริภา จุลกาญจน์ อธิบายถึงการหาขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่นำมาติดตั้งในระบบจำหน่ายแล้วสามารถลดกำลังสูญเสียในระบบให้มีค่าต่ำที่สุด โดยคำนึงถึงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน ทั้งสองงานวิจัยข้างต้นไม่สามารถบอกได้ว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยขนาดต่างๆกันจะมีผลกระทบต่อระบบต่างกันมากน้อยเพียงใด และกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยขนาดที่เกินกว่าขนาดสูงสุดที่คำนวณค่าได้จะส่งผลกระทบต่อระบบน้อยเท่าใดต่อระบบ

1.7 ประมวลวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ถูกแบ่งเนื้อหาออกเป็น 8 บท ดังนี้

บทที่ 1 บทนำ อธิบายรายละเอียดความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์และขอบเขตของงานวิจัย วิธีดำเนินการวิจัย และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการทำวิจัย รวมถึงการแสดงรายละเอียดเบื้องต้นของงานวิจัยอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 2 อธิบายรายละเอียดของการเกิดความผิดพลาด โดยแสดงวิธีการคำนวณความผิดพลาดแบบสามเฟส (Three Phase fault) โดยใช้บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Z_{BUS})

บทที่ 3 แสดงรายละเอียดของอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ โดยอธิบายถึงหลักการทำงาน การตั้งค่าการทำงานเริ่มต้น และหลักการประสานสัมพันธ์กันระหว่างอุปกรณ์

บทที่ 4 พิจารณาถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีต่างๆ พร้อมทั้งนำเสนอสมการเงื่อนไขทางคณิตศาสตร์ที่ใช้ตรวจสอบการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันสำหรับแต่ละกรณี นอกจากนี้ยังอธิบายถึงวิธีการปรับปรุงระบบป้องกันเพื่อแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้น

บทที่ 5 อธิบายถึงการใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในการจำลองความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยแสดงรายละเอียดของแบบจำลองของระบบที่นำมาใช้ หลักการของวิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และการนำไปประยุกต์ใช้ในการจำลองความผิดพลาด

บทที่ 6 นำเสนอวิธีการประเมินผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยใช้ดัชนีชี้วัด 2 ดัชนี ได้แก่ PMI และ PMI_{ENS} วิธีการคำนวณดัชนีทั้งสองจะถูกอธิบายที่ละขั้นตอนในบทนี้

บทที่ 7 วิธีการที่พัฒนาขึ้นเพื่อคำนวณค่าดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันจะถูกนำมาทดสอบกับระบบทดสอบ 2 ระบบ คือ RBTS BUS 2 และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผลที่ได้จากการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบจะถูกนำเสนอในบทนี้

บทที่ 8 สรุปผลการวิจัยพร้อมด้วยข้อเสนอแนะ

บทที่ 2

ประเภทของความผิดปกติ และการคำนวณความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง

ความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลังมีด้วยกันหลายรูปแบบและสามารถแบ่งออกได้เป็นสองรูปแบบหลัก คือ ความผิดปกติแบบสมมาตร (Symmetrical fault) ได้แก่ ความผิดปกติแบบสามเฟส (Three Phase fault) และ ความผิดปกติแบบไม่สมมาตร (Asymmetrical fault) ได้แก่ ความผิดปกติระหว่างเฟส-เฟส (Line-to-line fault) เฟส-ดิน (Single line-to-ground fault) หรือ เฟส-เฟส-ดิน (Double line-to-ground fault) [15] โดยในบทนี้จะอธิบายเฉพาะรายละเอียดและวิธีการคำนวณหาค่ากระแสผิดปกติแบบสามเฟสเท่านั้น

2.1 สถิติของการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ความผิดปกติอาจเกิดได้จากหลายสาเหตุ สถิติของการเกิดความผิดปกติในส่วนต่างๆ ของระบบไฟฟ้าและความถี่ของการเกิดความผิดปกติรูปแบบต่างๆที่เกิดขึ้นในระบบสายส่งสามเฟส แสดงได้โดยตารางที่ 2.1 และ 2.2 [16]

ตารางที่ 2.1 ความถี่ของการเกิดความผิดปกติในส่วนต่างๆ ของระบบไฟฟ้า

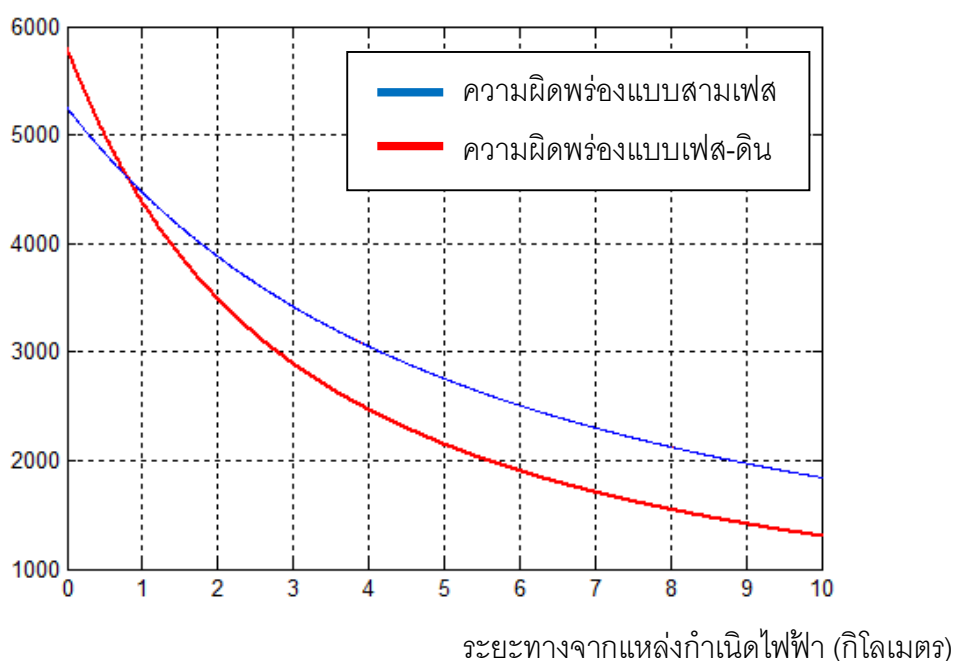
อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบ	% การเกิดความผิดปกติ
สายพาดในอากาศ	50
สายเคเบิล	10
สวิตช์เกียร์	15
หม้อแปลงไฟฟ้า	12
หม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดัน	2
อุปกรณ์ควบคุม	3
อื่นๆ	8
รวม	100

ตารางที่ 2.2 ความถี่ของการเกิดความผิดพลาดรูปแบบต่างๆที่เกิดขึ้นในระบบสายส่งสามเฟส

ชนิดของความผิดพลาด	% การเกิดความผิดพลาด
เฟส-ดิน	85
เฟส-เฟส	8
เฟส-เฟส-ดิน	5
3 เฟส	2
รวม	100

จากตารางทั้งสองจะสังเกตเห็นได้ว่าความผิดพลาดส่วนใหญ่เกิดขึ้นที่สายพาดในอากาศคิดเป็น 50% ของการเกิดความผิดพลาดในทุกส่วนของระบบไฟฟ้า และประเภทของความผิดพลาดที่มีโอกาสเกิดขึ้นบ่อยที่สุด คือ ความผิดพลาดแบบ เฟส-ดิน อย่างไรก็ตามความผิดพลาดที่มีความรุนแรงสูงที่สุดเมื่อพิจารณาการเกิดความผิดพลาดในระบบไฟฟ้าในระยะที่ห่างออกมาจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้า คือ ความผิดพลาดแบบ 3 เฟส ดังแสดงในรูปที่ 2.1

ขนาดของกระแสผิดพลาด (แอมแปร์)



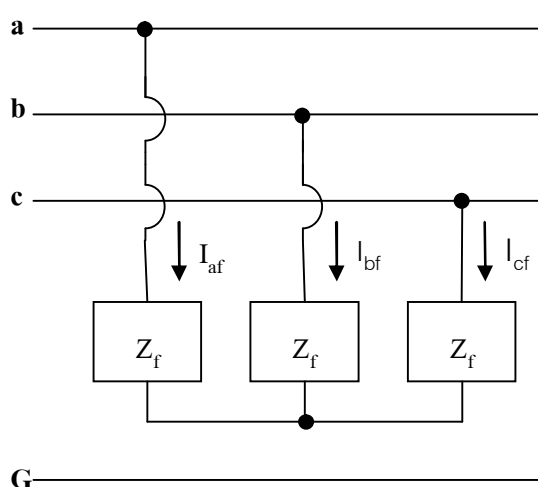
รูปที่ 2.1 ขนาดของกระแสผิดพลาดแบบสามเฟส และเฟส-ดิน ที่ระยะต่างๆ

จากรูปที่ 2.1 พบว่าที่ระยะใกล้กับแหล่งกำเนิดไฟฟ้ามากๆ ความผิดพลาดแบบ เฟส-ดิน จะมีความรุนแรงสูงกว่าความผิดพลาดแบบสามเฟส แต่เมื่อพิจารณาการเกิดความผิดพลาดที่ระยะห่างออกมา ความผิดพลาดแบบสามเฟสจะมีความรุนแรงสูงกว่าความผิดพลาดแบบ เฟส-ดิน

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำลองการเกิดความผิดพลาดบริเวณสายป้อนหลัก (Main feeder) และสายป้อนย่อย (Lateral feeder) ซึ่งอยู่ไกลออกมาจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นจึงเลือกพิจารณาเฉพาะความผิดพลาดแบบสามเฟสซึ่งมีความรุนแรงสูงสุด

2.2 ความผิดพลาดแบบสามเฟส

ความผิดพลาดรูปแบบนี้เกิดขึ้นจากการที่สายตัวนำทั้งสามเฟสเกิดลัดวงจรพร้อมๆ กันดังรูปที่ 2.2 และเนื่องจากระบบไฟฟ้าเป็นแบบสามเฟสสมดุล เราอาจเรียกความผิดพลาดนี้ว่าความผิดพลาดแบบสมมาตร [17] ข้อมูลจากการศึกษาความผิดพลาดประเภทนี้จะถูกนำมาใช้ในการตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทางด้านเฟส



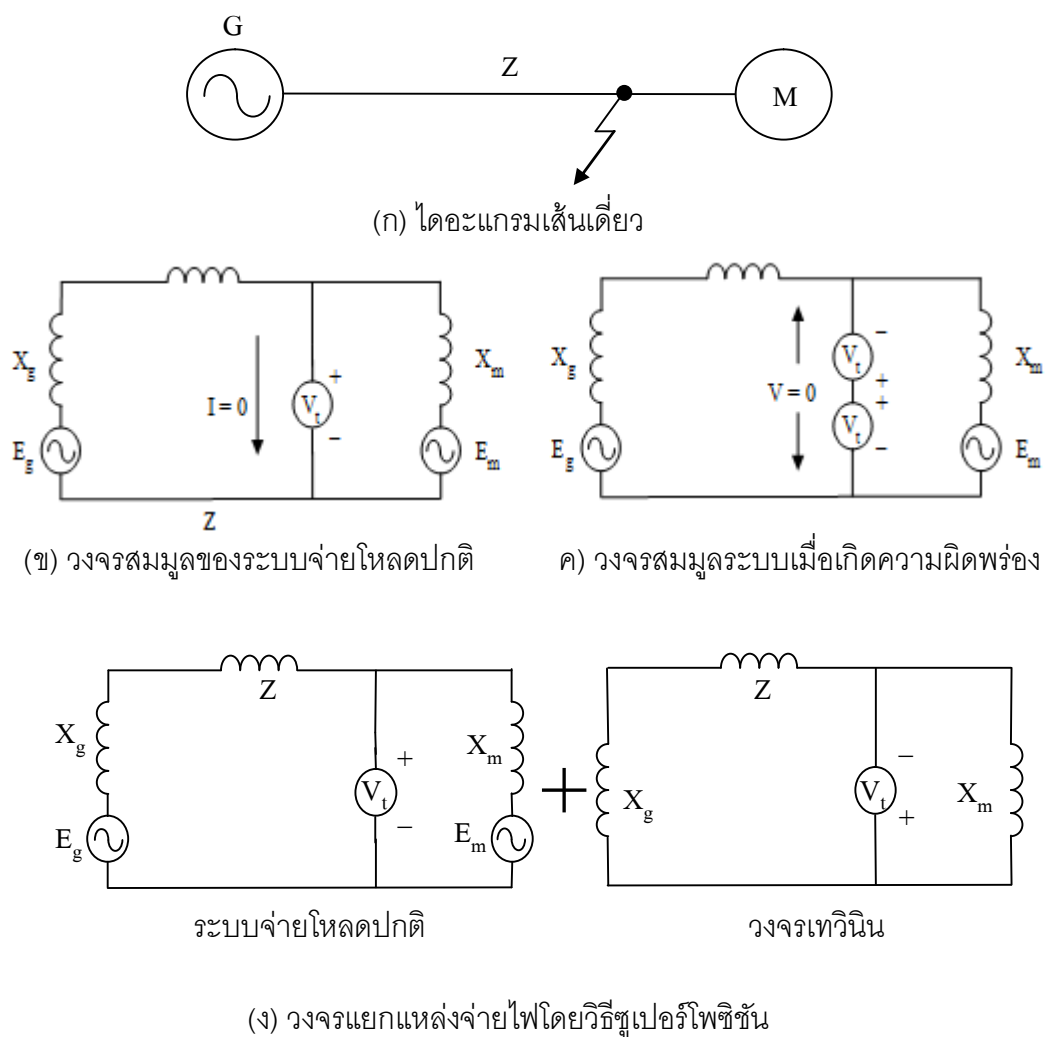
รูปที่ 2.2 ความผิดพลาดแบบสามเฟส

2.2.1 การคำนวณกระแสผิดพลาดสามเฟสโดยใช้วงจรมุมลเทวินิน [15]

เราสามารถคำนวณกระแสผิดพลาดในระบบได้โดยนำวงจรมุมลเทวินินมาช่วย รูปที่ 2.3 (ก) แสดงตัวอย่างไดอะแกรมเส้นเดี่ยวของระบบไฟฟ้าระบบหนึ่ง รูป 2.3 (ข) แสดงวงจรมุมลของระบบขณะจ่ายโหลดปกติโดยมีแหล่งจ่ายไฟ V_f ซึ่งมีขนาดและมุมเท่ากับแรงดันไฟฟ้าที่ขั้วมอเตอร์เพิ่มเข้าไปในระบบและไม่มีกระแสผ่านแหล่งจ่ายไฟนี้ ในขณะที่กระแสจ่ายไหลออกจากเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้ายังคงมีขนาดเท่าเดิม รูปที่ 2.3 (ค) แสดงวงจรสมมูลของระบบเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นโดยเพิ่มแหล่งจ่ายไฟ V_t ที่มีขั้วตรงข้ามเข้าไปในวงจรสมมูลเดิมในรูปที่ 2.3(ข) ทำให้แรงดันไฟฟ้า ณ จุดดังกล่าวมีค่าเท่ากับศูนย์ซึ่งแสดงถึงสภาวะการเกิดความผิดปกติ เราสามารถแยกแหล่งจ่ายไฟทั้ง 4 แหล่งในรูปที่ 2.3 (ค) ได้แก่ E_g , E_m , V_t และ $-V_t$ โดยใช้หลักการซูเปอร์โพสิชัน (Super position) ดังรูปที่ 2.3 (ง) และสามารถสรุปได้ว่า

$$\text{กระแสในระบบที่เกิดความผิดปกติ} = \text{กระแสในระบบปกติ} + \text{กระแสในวงจรเทวินิน} \quad (2.1)$$



รูปที่ 2.3 การใช้หลักการเทวินินในการหากระแสผิดปกติของระบบ

ดังนั้นการหาค่ากระแสผิดปกติของระบบสามารถทำได้โดยหาค่ากระแสลัดวงจรที่ส่วนต่างๆของระบบจากวงจรเทวินินแล้วนำไปรวมกับค่ากระแสที่ไหลในส่วนต่างๆของระบบกรณีจ่าย

โหลดปกติ สำหรับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่โดยทั่วไปแล้ว กระแสที่ไหลในระบบปกติจะมีค่าน้อยมาก เมื่อเทียบกับกระแสผิดปกติที่เกิดขึ้น ดังนั้นเมื่อละเลยกระแสดังกล่าว สมการที่ 2.1 สามารถเขียนใหม่ได้ดังนี้

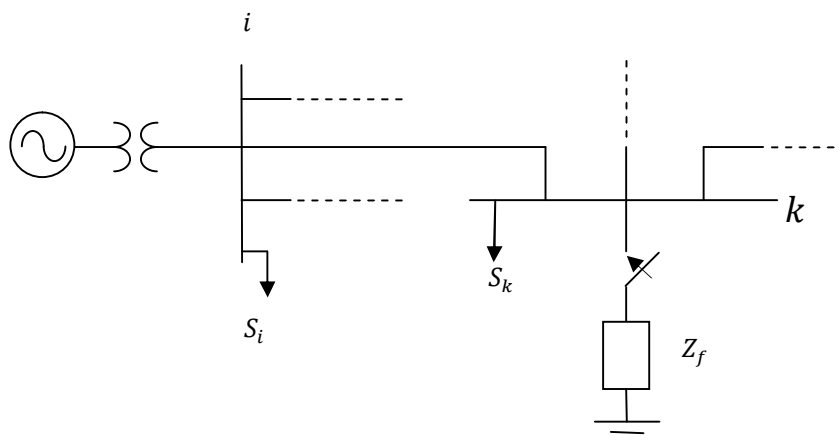
$$\text{กระแสไหลในระบบที่เกิดความผิดปกติ} = \text{กระแสในวงจรเทวินิน} \quad (2.2)$$

การคำนวณกระแสผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีขนาดใหญ่โดยใช้หลักการของเทวินิน โดยตรงอาจทำได้ยากและใช้เวลานานเนื่องจากเราต้องเขียนไดอะแกรมเส้นเดียวแล้วจึงคำนวณตามขั้นตอนที่ได้กล่าวไปข้างต้น ดังนั้นวิธีการที่เหมาะสมมากกว่าคือการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณโดยจัดข้อมูลต่างๆของระบบไฟฟ้า เช่น ไดอะแกรมของระบบและอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆให้อยู่ในรูปเมตริกซ์ เมตริกซ์ที่นิยมใช้ในการคำนวณมากที่สุดได้แก่ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Z_{BUS}) [15] ซึ่งเป็นเมตริกซ์ที่แสดงการเชื่อมต่อกันของวงจรระหว่างบัสต่างๆ และยังแสดงค่าอิมพีแดนซ์ในส่วนต่างๆของวงจรอีกด้วย การสร้าง Z_{BUS} สามารถทำได้สองวิธี คือ การอินเวอร์ส (Inverse) บัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (Y_{BUS}) และการเพิ่มอุปกรณ์เข้าไปในระบบทีละส่วนเพื่อสร้าง Z_{BUS} (Add branch - Add link)

2.2.2 การคำนวณกระแสผิดปกติสามเฟสโดยใช้บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Z_{BUS}) [18]

การคำนวณความผิดปกติในระบบไฟฟ้าเริ่มจากพิจารณาบัสบัสหนึ่งของระบบไฟฟ้ากำลัง n บัส ดังรูปที่ 2.4 ซึ่งมีข้อกำหนดดังนี้

1. ระบบไฟฟ้านี้อยู่ในสภาวะการทำงานที่สมดุล
2. ใช้การพิจารณาแบบทีละเฟส (Per phase circuit model)
3. ทำการแทนเครื่องจักรแต่ละตัวในระบบด้วยแหล่งจ่ายแรงดันคงที่ที่เชื่อมต่อกับค่ารีแอกแตนซ์ที่เหมาะสมของเครื่องจักร
4. สายส่งถูกแสดงแทนด้วยรูปแบบเทียบเท่าพาย (π -equivalent model)
5. ค่าอิมพีแดนซ์ทุกๆค่าในระบบต้องมีหน่วยเป็นเปอร์ยูนิตซึ่งใช้ค่า MVA ร่วมกัน



รูปที่ 2.4 บัสที่ k ในระบบไฟฟ้ากำลัง n บัส

ค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องจักรที่ใช้ประกอบการคำนวณเป็นปริมาณที่มีค่าขึ้นอยู่กัเวลา (Time-varying quantity) ประกอบด้วย

1. สับทรานเซียนต์ รีแอกแตนซ์ (x_d'') ซึ่งใช้ในชั้วงรอบ (cycle) เริ่มต้นของกระแสผิดพลาด โดยทั่วไปแล้ว x_d'' จะถูกใช้ในการคำนวณกระแสผิดพลาดเพื่อหาค่าพิกการตัดวงจร (Interrupting capacity) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์
2. ทรานเซียนต์ รีแอกแตนซ์ (x_d') สำหรับใช้ในชั้วงประมาณ 30 รอบถัดมา และจะถูกใช้ในการศึกษาการลัดวงจรเพื่อปรับตั้งค่าการทำงานของรีเลย์รวมถึงการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน
3. ซิงโครนัส รีแอกแตนซ์ (x_d) ซึ่งใช้ในการศึกษาเสถียรภาพชั่วขณะ (Transient stability) ของระบบไฟฟ้า

อย่างไรก็ตาม การเลือกประเภทรีแอกแตนซ์ของเครื่องจักรที่เหมาะสมไม่มีหลักเกณฑ์ที่ตายตัว เนื่องจากระยะเวลาที่เกิดกระแสผิดพลาดขึ้นอยู่กัความเร็วในการตัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ ค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องจักรแต่ละประเภทแสดงได้ดังตารางที่ 2.3 [19]

ตารางที่ 2.3 ค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องจักรแต่ละประเภท

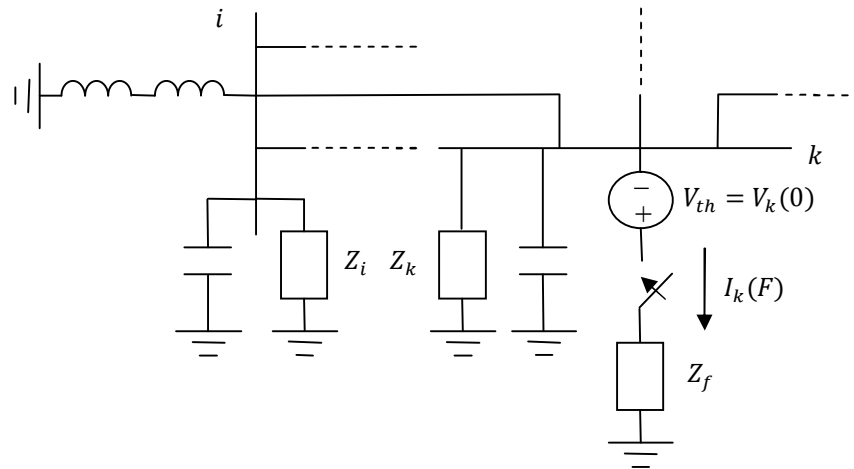
Type of Machine		x_d'' (pu)	x_d' (pu)	x_d (pu)
Turbine	2 pole	0.09	0.15	1.20
Generator	4 pole	0.14	0.22	1.70
Salient	with dampers	0.20	0.30	1.25
Generator	without dampers	0.28	0.30	1.20

ความผิดพลาดทำให้ระบบไฟฟ้ามีโครงสร้างที่เปลี่ยนไปเสมือนกับว่ามีค่าอิมพีแดนซ์ค่าหนึ่งมาเชื่อมต่อกับระบบเพิ่มเติม ณ จุดที่เกิดความผิดพลาด ถ้าอิมพีแดนซ์นั้นมีค่าเท่ากับศูนย์ เรา จะเรียกความผิดพลาดนั้นว่า โบลต์ฟอลต์ (Bolted fault) หรือ โซลิดฟอลต์ (Solid fault) ซึ่งมีความรุนแรงมากที่สุด ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้การจำลองการเกิดความผิดพลาดทั้งหมดเป็นประเภท โซลิดฟอลต์

จากรูปที่ 2.4 กำหนดให้ความผิดพลาดสามเฟสสมมูลเกิดขึ้นที่บัส k ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_f แรงดันไฟฟ้าที่บัสต่างๆก่อนการเกิดความผิดพลาดสามารถหาค่าได้จากการคำนวณหาเวกเตอร์โฟลว์ (Power flow solution) และเขียนให้อยู่ในรูปของเวกเตอร์ได้ดังนี้

$$V_{bus}(0) = \begin{bmatrix} V_1(0) \\ \vdots \\ V_k(0) \\ \vdots \\ V_n(0) \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

แรงดันของระบบที่เปลี่ยนไปเนื่องจากผลของความผิดพลาดมีค่าเทียบเท่ากับการเพิ่มแหล่งกำเนิดแรงดัน $V_k(0)$ เข้าไปในระบบ แล้วลัดวงจรแหล่งกำเนิดอื่นๆและแทนค่าส่วนประกอบต่างๆของระบบด้วยค่าอิมพีแดนซ์ที่เหมาะสมซึ่งจะได้วงจรเทวินินดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 วงจรเทวินิน แสดงการเกิดความผิดปกติของบัส k

แรงดันบัสที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องมาจากความผิดปกติในรูปแบบที่ 2.5 สามารถเขียนในรูปเวกเตอร์ได้ ดังนี้

$$\Delta V_{bus} = \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

จากหลักการของเทวินิน แรงดันที่บัสต่างๆระหว่างเกิดความผิดปกติสามารถหาได้จากการใช้วิธีซูเปอร์โพสิชันของแรงดันบัสก่อนการเกิดความผิดปกติและแรงดันบัสที่เปลี่ยนแปลงเนื่องมาจากการเกิดความผิดปกติ ซึ่งเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$V_{bus}(F) = V_{bus}(0) + \Delta V_{bus} \quad (2.5)$$

กระแสที่ไหลเข้าสู่บัสสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของแรงดันบัสโดยกำหนดให้บัสศูนย์เป็นบัสอ้างอิง ดังนี้

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (2.6)$$

โดยที่ I_{bus} คือ เวกเตอร์ของกระแสที่ไหลเข้าสู่บัส และ Y_{bus} คือ บัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์

สมาชิกของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ที่อยู่ในแนวเส้นทแยงมุมแต่ละตำแหน่งคือผลรวมของแอดมิตแตนซ์ทั้งหมดที่เชื่อมต่อกับบัสใดบัสหนึ่ง ดังนี้

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^m y_{ij} \quad (j \neq i) \quad (2.7)$$

สมาชิกของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ที่ไม่ได้อยู่ในแนวเส้นทแยงมุมคือค่าลบของแอดมิตแตนซ์ระหว่างสองบัส ดังนี้

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (2.8)$$

โดยที่ y_{ij} คือ ค่าแอดมิตแตนซ์ระหว่างบัส i และบัส j

จากวงจรเทวินินในรูปที่ 2.5 กระแสที่ไหลเข้าทุกๆบัสจะมีค่าเท่ากับศูนย์ ยกเว้นบัส k ที่เกิดความผิดปกติพร้อมจะมีกระแสผิดปกติไหลออกจากบัสซึ่งสามารถแทนค่าด้วยค่าลบของกระแสที่ไหลเข้าบัส k ดังนั้นถ้านำสมการ (2.6) มาประยุกต์เข้ากับวงจรเทวินินจะได้

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k(F) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{11} & \cdots & Y_{11} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{11} & \cdots & Y_{11} & \cdots & Y_{11} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{11} & \cdots & Y_{11} & \cdots & Y_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_k \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

หรือ

$$I_{bus}(F) = Y_{bus} \Delta V_{bus} \quad (2.10)$$

จัดรูปใหม่เพื่อหาค่า ΔV_{bus} จะได้

$$\Delta V_{bus} = Z_{bus} I_{bus}(F) \quad (2.11)$$

โดยที่ $Z_{bus} = Y_{bus}^{-1}$ คือ บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์

เมื่อแทนค่า ΔV_{bus} จากสมการ (2.11) ในสมการ (2.5) จะได้เวกเตอร์ของแรงดันที่บัสขณะเกิดความผิดปกติ

$$V_{bus}(F) = V_{bus}(0) + Z_{bus} I_{bus}(F) \quad (2.12)$$

ซึ่งสามารถเขียนแสดงสมาชิกในเมตริกซ์ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} V_1(F) \\ \vdots \\ V_k(F) \\ \vdots \\ V_n(F) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1(0) \\ \vdots \\ V_k(0) \\ \vdots \\ V_n(0) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{11} & \cdots & Z_{11} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{11} & \cdots & Z_{11} & \cdots & Z_{11} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{11} & \cdots & Z_{11} & \cdots & Z_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ -I_k(F) \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

สังเกตได้ว่ามีสมาชิกเพียงตัวเดียวในเวกเตอร์ของกระแสที่มีค่าไม่เท่ากับศูนย์ เราจึงเขียนสมการที่ k จากสมการ (2.13) ได้ดังนี้

$$V_k(F) = V_k(0) - Z_{kk} I_k(F) \quad (2.14)$$

และจากวงจรเทวินินในรูปที่ 2.5 จะได้

$$V_k(F) = Z_f I_k(F) \quad (2.15)$$

ดังนั้นถ้าเกิดความผิดพลาดแบบโบลต์ฟอลต์ซึ่งมี $Z_f = 0$ จะได้ $V_k(F) = 0$ ด้วยเช่นกัน

เมื่อแทนค่า $V_k(F)$ จากสมการ (2.15) ลงในสมการ (2.14) แล้วจัดรูปเพื่อหาค่ากระแสผิดพลาดจะได้

$$I_k(F) = \frac{V_k(0)}{Z_{kk} + Z_f} \quad (2.16)$$

นอกจากนี้ยังสามารถเขียนสมการแรงดันที่บัส i ใดๆขณะเกิดความผิดพลาดจากสมการที่ (2.13) ได้ดังนี้

$$V_i(F) = V_i(0) - Z_{ik} I_k(F) \quad (2.17)$$

เมื่อแทนค่า $I_k(F)$ จากสมการที่ (2.16) ลงในสมการ (2.17) จะได้ค่าแรงดันที่บัส i ใดๆขณะเกิดความผิดพลาด

$$V_i(F) = V_i(0) - \frac{Z_{ik}}{Z_{kk} + Z_f} V_k(0) \quad (2.18)$$

หลังจากทราบค่าแรงดันที่บัสต่างๆขณะเกิดความผิดพลาด เราสามารถคำนวณค่ากระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านระหว่างสายได้ สำหรับสายที่เชื่อมต่อระหว่างบัส i และ บัส j ที่มีค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างสายเท่ากับ z_{ij} จะสามารถหาค่ากระแสผิดพลาดที่ไหลจากตำแหน่ง i ไปยังตำแหน่ง j ได้ดังนี้

$$I_{ij}(F) = \frac{V_i(F) - V_j(F)}{z_{ij}} \quad (2.19)$$

2.2.3 กำลังไฟฟ้าลัดวงจร (Short-circuit capacity, SCC) [18]

กำลังไฟฟ้าลัดวงจรคือผลคูณระหว่างขนาดของแรงดันพิกัดที่บัสและกระแสลัดวงจรที่บัสนั้น กำลังไฟฟ้าลัดวงจรถูกใช้ในการหาค่าพิกัดการตัดวงจร (Interrupting capacity) ของเซอร์กิตเบรกเกอร์ เราสามารถเขียนสมการหาค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่บัส k ได้ดังนี้

$$SCC = \sqrt{3}V_{LK}I_k(F) \times 10^{-3} \quad \text{MVA} \quad (2.20)$$

โดยที่ V_{LK} คือ แรงดันระหว่างเฟส-เฟสในหน่วยกิโลโวลต์ และ $I_k(F)$ คือ กระแสลัดวงจรในหน่วยแอมแปร์

กระแสลัดวงจรแบบสามเฟสสมมาตรในหน่วยเปอร์เซ็นต์สามารถเขียนในรูปสมการได้ดังนี้

$$I_k(F)_{pu} = \frac{V_k(0)}{X_{kk}} \quad (2.21)$$

โดยที่ $V_k(0)$ คือ แรงดันที่บัสก่อนเกิดความผิดปกติในหน่วยเปอร์เซ็นต์

X_{kk} คือ ค่ารีแอกแตนซ์เมื่อมองเข้าไปยังจุดที่เกิดความผิดปกติในหน่วยเปอร์เซ็นต์

ในกรณีนี้เราจะละเลยค่าความต้านทานของระบบแล้วพิจารณาเฉพาะค่ารีแอกแตนซ์ซึ่งจะทำให้ได้ค่าอิมพีแดนซ์ที่ต่ำที่สุดและได้ค่ากระแสลัดวงจรที่รุนแรงที่สุด

ค่าฐานของกระแสสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการ

$$I_B = \frac{S_B \times 10^3}{\sqrt{3}V_B} \quad (2.22)$$

โดยที่ S_B คือ ค่ากำลังไฟฟ้าฐาน (Base MVA)

V_B คือ แรงดันฐานระหว่างเฟส-เฟสในหน่วยกิโลโวลต์

ดังนั้น ค่ากระแสลัดวงจรในหน่วยแอมแปร์ คือ

$$\begin{aligned} I_k(F) &= I_k(F)_{pu} I_B \\ &= \frac{V_k(0) S_B \times 10^3}{X_{kk} \sqrt{3}V_B} \end{aligned} \quad (2.23)$$

เมื่อแทนค่า $I_k(F)$ จากสมการที่ (2.23) ในสมการที่ (2.20) จะได้

$$SCC = \frac{V_k(0)S_B}{X_{kk}} \frac{V_L}{V_B} \quad (2.24)$$

ในกรณีที่แรงดันฐานมีค่าเท่ากับแรงดันพิกัด ($V_L = V_B$) จะได้ค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจรเป็น

$$SCC = \frac{V_k(0)S_B}{X_{kk}} \quad (2.25)$$

โดยทั่วไปแล้วแรงดันที่บัสจะถูกกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 1.0 เปอรียูนิต จากสมการที่ (2.25) จะได้สมการประมาณค่าของกำลังไฟฟ้าลัดวงจร ดังนี้

$$SCC = \frac{S_B}{X_{kk}} \quad \text{MVA} \quad (2.26)$$

บทที่ 3

อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ กระแสที่ไหลในระบบจะมีค่าเพิ่มสูงขึ้นมากผิดปกติ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินในระบบอย่างเหมาะสม อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินที่จะพิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ ฟิวส์ และรีโคลสเซอร์ ซึ่งรายละเอียดของอุปกรณ์แต่ละประเภท การตั้งค่าการทำงานเริ่มต้น และหลักการประสานสัมพันธ์กันระหว่างอุปกรณ์จะแสดงไว้ในบทที่ 3 นี้

3.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker, CB)

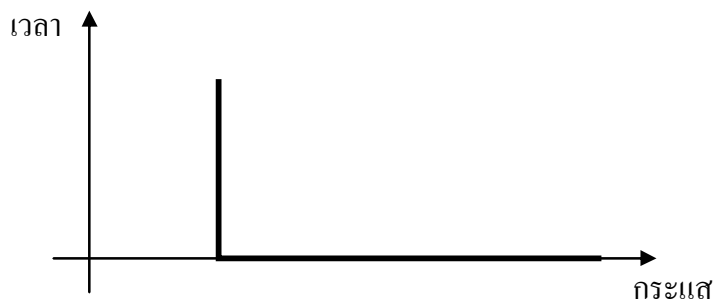
เซอร์กิตเบรกเกอร์ใช้สำหรับเปิดและปิดวงจร ทั้งในขณะที่ระบบไฟฟ้าอยู่ในภาวะปกติและในภาวะผิดปกติ โดยในขณะที่ระบบเกิดความผิดปกติ อุปกรณ์ตรวจจับความผิดปกติจะส่งสัญญาณสั่งการให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำการเปิดหรือปิดวงจรโดยอัตโนมัติ ในที่นี้ อุปกรณ์ดังกล่าวคือรีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent relay)

3.1.1 ประเภทของรีเลย์กระแสเกิน

รีเลย์กระแสเกินแบ่งออกเป็นสามประเภทตามลักษณะการทำงาน ได้แก่ รีเลย์กระแสเกินชนิดทำงานทันที (Definite current) รีเลย์กระแสเกินชนิดดีฟิไนต์ไทม์ (Definite time) และรีเลย์กระแสเกินชนิดเวลาผกผันกับกระแส (Inverse time) [19]

3.1.1.1 รีเลย์กระแสเกินชนิดทำงานทันที

รีเลย์ชนิดนี้จะทำงานทันทีที่กระแสมีค่าสูงถึงค่าที่กำหนดไว้ค่าหนึ่งเรียกว่าค่ากระแสเริ่มต้นทำงาน (Pick up current) โดยทั่วไปแล้วรีเลย์ที่ติดตั้งยังจุดที่ห่างจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้ามากที่สุดจะถูกกำหนดให้มีค่ากระแสเริ่มทำงานต่ำกว่าจุดอื่นๆ รีเลย์ที่ติดตั้งใกล้แหล่งกำเนิดเข้ามากก็จะถูกกำหนดให้มีค่ากระแสเริ่มทำงานสูงขึ้นตามลำดับเพื่อให้รีเลย์ที่มีค่ากระแสเริ่มทำงานต่ำกว่าทำงานก่อนเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นและตัดวงจรส่วนที่ใกล้จุดที่เกิดความผิดปกติที่สุดออกไป คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์ชนิดนี้แสดงได้ดังรูปที่ 3.1

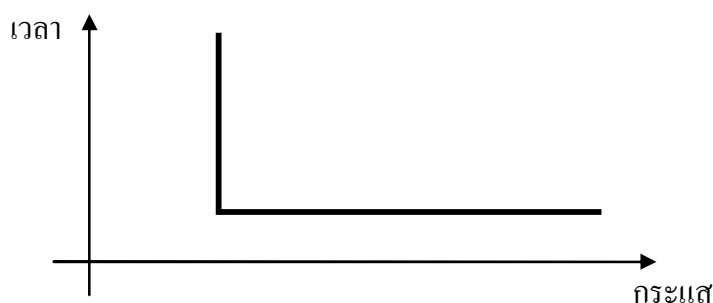


รูปที่ 3.1 คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์ชนิดทำงานทันที

ในกรณีที่เรานำค่าระดับความผิดพลาดสูงสุด (Maximum fault level) ในการกำหนดค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ เมื่อเกิดความผิดพลาดที่มีค่ากระแสต่ำกว่าที่กำหนดไว้ เบรกเกอร์ก็จะไม่ทำงาน หรือในกรณีที่นำค่าระดับความผิดพลาดที่ต่ำเกินไปในการกำหนดค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์ เบรกเกอร์ก็อาจจะทำงานโดยไม่พึงประสงค์ได้ ดังนั้นรีเลย์ชนิดนี้จึงต้องใช้งานร่วมกับอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินประเภทอื่นๆ

3.1.1.2 รีเลย์กระแสเกินชนิดดีฟิไนต์ไทม์

รีเลย์ชนิดนี้สามารถกำหนดได้ทั้งค่ากระแสและเวลาเริ่มต้นทำงาน กล่าวคือรีเลย์จะเริ่มทำงานเมื่อตรวจจับกระแสที่มีค่าสูงถึงกระแสเริ่มต้นทำงานตามระยะเวลาที่กำหนดไว้ โดยทั่วไปรีเลย์ตัวที่อยู่ใกล้จุดที่เกิดความผิดพลาดมากที่สุดจะถูกตั้งค่าให้เริ่มทำงานเร็วที่สุด รีเลย์ตัวที่อยู่ใกล้แหล่งกำเนิดไฟฟ้ามากกว่าก็จะถูกตั้งค่าให้ทำงานช้ากว่าตามลำดับ คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์ชนิดนี้แสดงได้ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์ชนิดดีฟิไนต์ไทม์

ข้อเสียของรีเลย์ชนิดนี้คือเมื่อเกิดความผิดปกติของใกล้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะทำให้มีค่ากระแสผิดปกติสูง รีเลย์อาจจะทำงานได้ไม่เร็วเท่าที่ควรเพราะต้องตั้งค่าระยะเวลาเริ่มทำงานให้ช้ากว่ารีเลย์ที่อยู่ไกลจากแหล่งกำเนิดมากกว่า

3.1.1.3 รีเลย์กระแสเกินชนิดเวลาผกผันกับกระแส

รีเลย์ชนิดนี้จะทำงานเร็วหรือช้าขึ้นอยู่กับขนาดกระแสที่ไหลผ่านรีเลย์ ถ้ากระแสมีค่าสูง เวลาที่ใช้ในการทำงานจะน้อยลง ถ้ากระแสมีค่าต่ำ เวลาที่ใช้ในการทำงานของรีเลย์จะมากขึ้นจึงถือว่ามีข้อได้เปรียบเมื่อเทียบกับรีเลย์ชนิดดีฟิฟิไนต์ไทม์ เพราะเมื่อกระแสผิดปกติมีค่าสูงมากๆ รีเลย์ชนิดนี้จะทำงานได้รวดเร็วกว่ามาก

รีเลย์กระแสเกินชนิดเวลาผกผันกับกระแสแบ่งออกเป็นสามประเภทตามความผกผันในการทำงาน ได้แก่ Standard inverse, Very inverse และ Extremely inverse ซึ่งคุณสมบัติเวลา-กระแสสามารถแทนได้ด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะเลือกใช้สมการตามมาตรฐานของ IEC ซึ่งเป็นมาตรฐานเดียวกันกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนำไปใช้งาน ดังนี้

$$T = M \times \left[\frac{K}{\left(\frac{I}{I_{pu}} \right)^E - 1} \right] \quad (3.1)$$

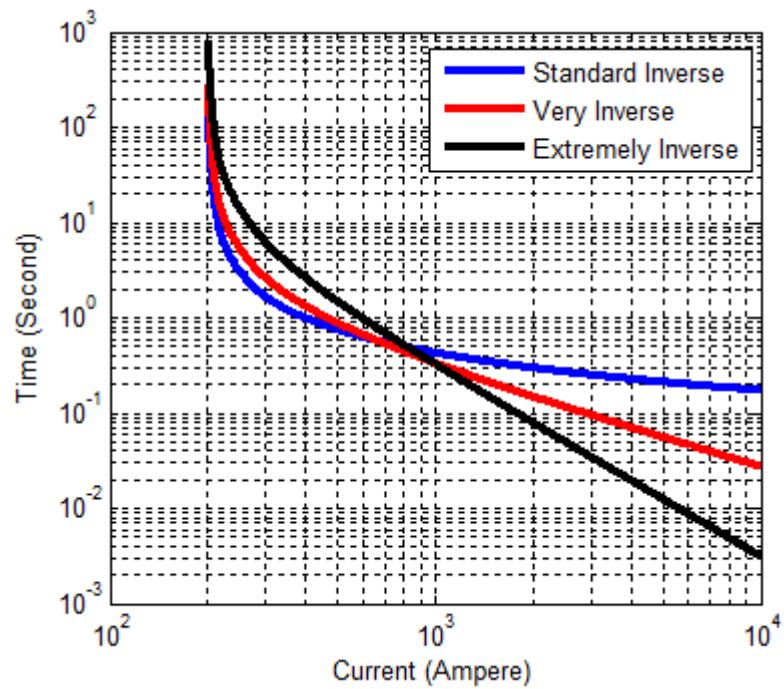
โดยที่

- T คือ เวลาการทำงานของรีเลย์ (Trip time) ในหน่วยวินาที
- M คือ ค่าปรับตั้งเวลาการทำงาน (Time dial setting หรือ Time multiplier setting: TMS)
- I คือ กระแสที่ไหลผ่านรีเลย์ (Input current)
- I_{pu} คือ กระแสเริ่มทำงานของรีเลย์ (Pick up current)
- K, E คือ ค่าคงที่ซึ่งขึ้นอยู่กับประเภทของรีเลย์ตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ค่าคงที่ K และ E ของรีเลย์แต่ละประเภท

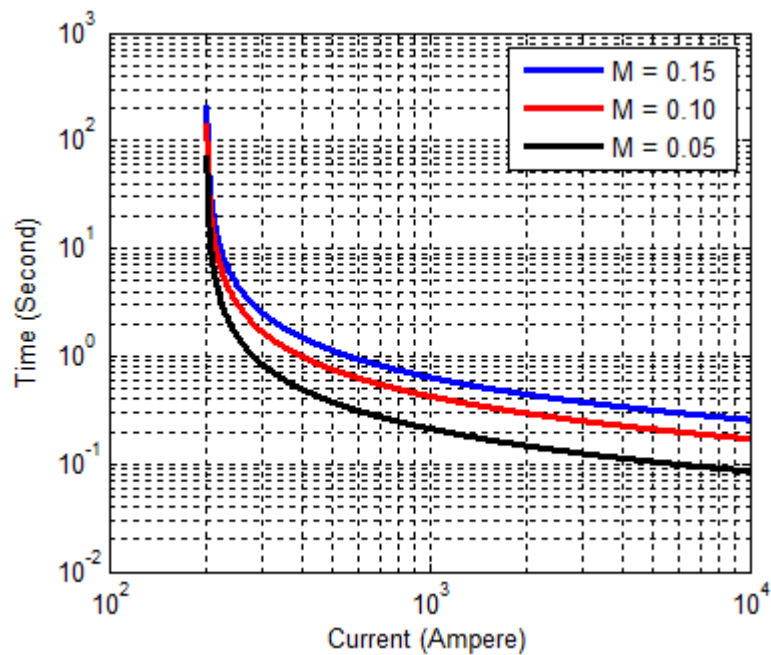
ประเภทของรีเลย์	K	E
Standard Inverse	0.14	0.02
Very Inverse	13.5	1
Extremely Inverse	80	2

ตัวอย่างคุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์ทั้งสามประเภท แสดงได้ดังรูปที่ 3.3



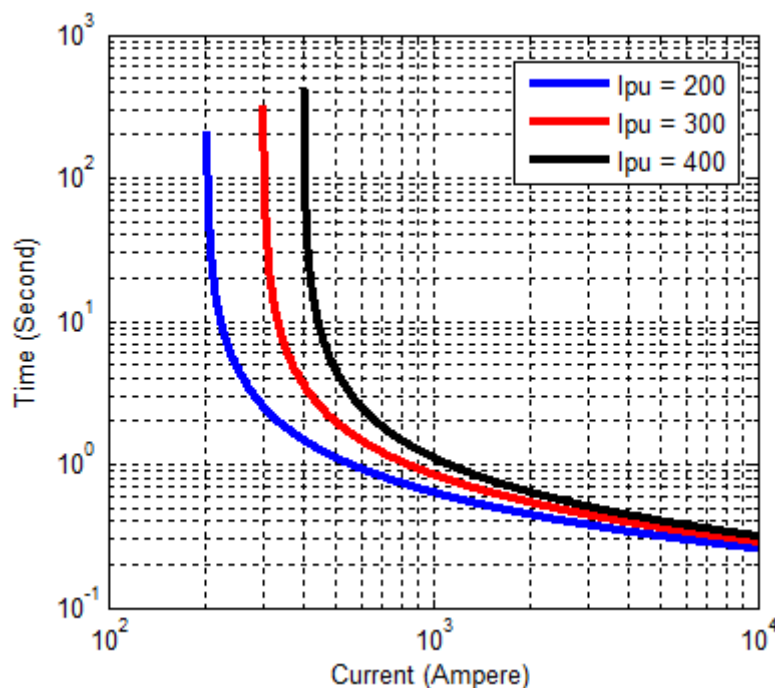
รูปที่ 3.3 คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์กระแสเกินทั้งสามประเภท

จากสมการ (3.1) เราสามารถปรับค่าเวลาการทำงานของรีเลย์ได้โดยการกำหนดค่า M (Time dial) โดยค่า M ที่ปรับจะไม่ทำให้กราฟคุณสมบัติเวลา-กระแสเปลี่ยนรูปร่างไป แต่จะทำให้กราฟขยับขึ้นหรือลงจากเดิม ซึ่งทำให้ที่ค่ากระแสผิดพ่วงขนาดเท่าเดิม เบรกเกอร์จะทำงานเร็วขึ้นหรือช้าลงจากเดิม ดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์กระแสเกินที่ปรับค่าเวลาการทำงานต่างๆกัน

นอกจากนี้เรายังสามารถปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีเลย์ (I_{pu}) เพื่อกำหนดให้รีเลย์เริ่มต้นทำงานที่ค่ากระแสผิดพลาดตามที่ต้องการ ดังรูปที่ 3.5

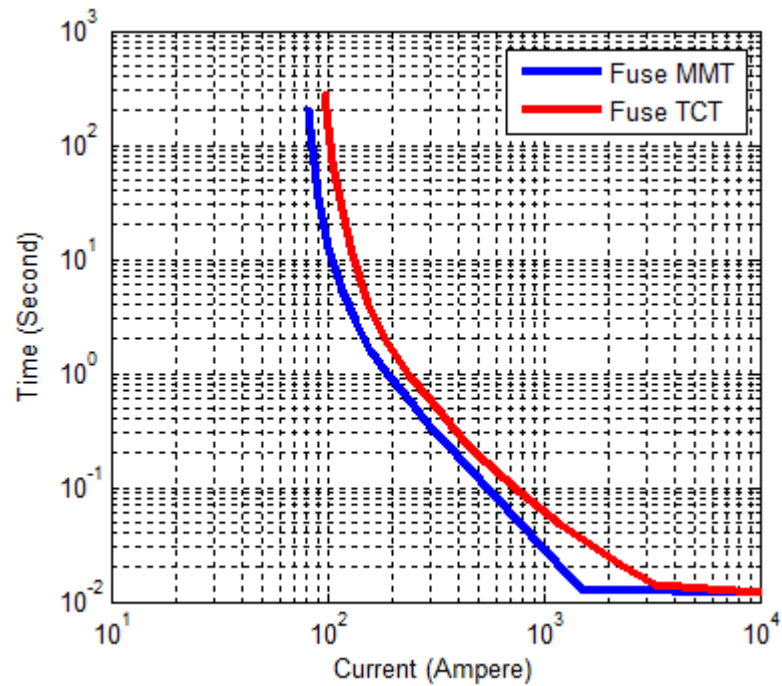


รูปที่ 3.5 คุณสมบัติเวลา-กระแสของรีเลย์กระแสเกินที่ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานต่างๆกัน

การปรับค่าการทำงานทั้งสองนี้มีประโยชน์มากต่อการประสานสัมพันธ์ระหว่างรีเลย์กับอุปกรณ์ป้องกันชนิดอื่นๆ โดยทั่วไปแล้วกระแสเริ่มต้นทำงานของรีเลย์กระแสเกินทางด้านเฟสในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกตั้งค่าไว้ที่ 1.5 - 2 เท่าของค่าพิกัดกระแสที่ไหลผ่านบริเวณที่ติดตั้งรีเลย์ [19], [20]

3.2 ฟิวส์ (Fuse)

ฟิวส์เป็นอุปกรณ์ที่มีการทำงานอย่างง่าย ไม่จำเป็นต้องใช้รีเลย์หรือหม้อแปลงมาช่วยในการทำงาน ฟิวส์จะทำการเปิดวงจรเมื่อมีกระแสที่มีค่าสูงไหลผ่านฟิวส์จนทำให้เกิดความร้อนถึงจุดที่ฟิวส์หลอมละลายและขาดออกจากกัน ขอบเขตการทำงานของฟิวส์ถูกจำกัดโดยสองขีดจำกัด คือ ระยะเวลาต่ำสุดที่ใช้ในการเริ่มหลอมละลายของฟิวส์ (Minimum Melting Time, MMT) และระยะเวลาทั้งหมดที่ฟิวส์ใช้ในการกำจัดความผิดพลาดออกจากระบบ (Total Clearing Time, TCT) ซึ่งเป็นขีดจำกัดทางด้านล่างและด้านบนตามลำดับ ตัวอย่างคุณลักษณะเวลา-กระแสของฟิวส์แสดงได้ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 คุณลักษณะเวลา-กระแสของฟิวส์

3.2.1 คุณสมบัติที่สำคัญของฟิวส์ [19]

คุณสมบัติที่สำคัญของฟิวส์ มีดังนี้

1. ฟิวส์เป็นอุปกรณ์ตรวจจับ (Sensing) และตัดตอน (Interrupting) รวมอยู่ในอุปกรณ์เดียวกัน
2. ฟิวส์เป็นอุปกรณ์ป้องกันหนึ่งเฟส กล่าวคือ ฟิวส์ในเฟสที่เกิดภาวะกระแสเกินเท่านั้นที่จะหลอมละลายและตัดวงจรเฉพาะเฟสนั้นๆ ส่วนฟิวส์ในเฟสอื่นจะไม่ได้รับผลกระทบใดๆ
3. ฟิวส์มีคุณสมบัติตอบสนองต่อทั้งขนาดของกระแสและช่วงเวลาที่มึกระแสนั้นอยู่ โดยคุณลักษณะเวลา-กระแสเป็นแบบผกผัน (Extremely Inverse) ถ้ากระแสยิ่งสูงยิ่งทำให้ฟิวส์หลอมละลายเร็วขึ้น
4. ฟิวส์จะหลอมละลายก็ต่อเมื่อมีกระแสไหลผ่านในระยะเวลาที่กำหนดเท่านั้น ซึ่งขึ้นอยู่กับว่าพิกัดกระแสของฟิวส์เป็นเท่าใด
5. ฟิวส์สามารถทำงานได้เพียงครั้งเดียว เพราะฉะนั้นจึงต้องทำการเปลี่ยนฟิวส์ใหม่ทุกครั้งหลังจากฟิวส์ทำงาน

3.2.2 การแบ่งประเภทของฟิวส์ [19]

มาตรฐานที่ใช้ในการแบ่งประเภทของฟิวส์มีมากมายโดยใช้พิกัดแรงดัน พิกัดกระแส คุณลักษณะเวลา-กระแส หรือคุณสมบัติอื่นๆจากบริษัทผู้ผลิตฟิวส์มาเป็นเกณฑ์ในการแบ่งประเภท ตัวอย่างเช่น มาตรฐาน ANSI/UL 198-1982 ซึ่งครอบคลุมถึงฟิวส์ขนาดพิกัดแรงดันต่ำไม่เกิน 600 โวลต์ หรือมาตรฐาน ANSI/IEEE C37.40, 41, 42, 46, 47 และ 48 สำหรับฟิวส์แรงดันปานกลางและสูงในช่วง 2.3-138 กิโลโวลต์ นอกจากนี้ในแต่ละประเทศหรือแต่ละองค์กรก็อาจมีมาตรฐานและข้อกำหนดของตัวเอง

3.2.3 ฟิวส์คัทเอาต์ระบบจำหน่าย (Distribution Fuse)

ฟิวส์คัทเอาต์ระบบจำหน่ายเป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ออกแบบมาใช้ติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้กับแรงดันในช่วง 4.8-38.5 kV ประกอบด้วยฉนวนยึดจับ (Insulating Support) ครอบอกฟิวส์ (Fuse Holder) และฟิวส์ลิงค์ (Fuse Link) โดยทั่วไปในระบบจำหน่ายจะกำหนดให้มีฟิวส์สองชนิด คือ K และ T ซึ่งหมายถึงชนิดทำงานเร็ว (Fast Type) และชนิดทำงานช้า (Slow Type) ตามลำดับ โดยใช้ค่าอัตราส่วนความเร็ว (Speed Ratio, SR) เป็นเกณฑ์ ซึ่งค่าอัตราส่วนความเร็วสามารถหาได้จากสมการ

$$SR = \frac{\text{กระแสหลอมละลายต่ำสุดที่ทำให้ฟิวส์ทำงานที่ 0.1 วินาที}}{\text{กระแสหลอมละลายต่ำสุดที่ทำให้ฟิวส์ทำงานที่ 300 วินาที}} \quad (3.2)$$

สำหรับฟิวส์ชนิด K จะมีค่า SR อยู่ในช่วง 6-8 และชนิด T จะมีค่า SR ในช่วง 10-13 ตัวอย่างเช่น ฟิวส์ตัวหนึ่งขนาด 200 แอมป์ ใช้กระแส 4,400 แอมป์เพื่อให้ฟิวส์ทำงานที่ 0.1 วินาที และใช้กระแส 560 แอมป์เพื่อให้ฟิวส์ทำงานที่ 300 วินาทีซึ่งจะได้ค่า SR เท่ากับ 7.86 ดังนั้นฟิวส์ตัวนี้จึงเป็นฟิวส์ชนิด 200K ในขณะที่ฟิวส์อีกตัวหนึ่งขนาด 200 แอมป์เช่นกันแต่ใช้กระแส 6,500 แอมป์เพื่อให้ฟิวส์ทำงานที่ 0.1 วินาที และใช้กระแส 520 แอมป์เพื่อให้ฟิวส์ทำงานที่ 300 วินาทีซึ่งจะได้ค่า SR เท่ากับ 12.5 จึงถือว่าฟิวส์นี้เป็นฟิวส์ชนิด 200T

นอกจากนี้ มาตรฐาน ANSI C37.43-1969 ยังกำหนดให้ฟิวส์ชนิด K และ T สามารถทนกระแสต่อเนื่องได้ถึง 150% ของขนาดพิกัดของฟิวส์ และจะเริ่มหลอมละลายเมื่อมีกระแสไหลผ่าน 200% ของขนาดพิกัดของฟิวส์เป็นระยะเวลา 300 วินาที ฟิวส์คัทเอาต์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้งานคือฟิวส์ลิงค์ชนิด K ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1. ขนาดที่นิยมใช้ (Preferred rating) ได้แก่ 6, 10, 15, 25, 40, 65, 100, 140, 200 A ซึ่งใช้ในการจัดลำดับการทำงานร่วมกับอุปกรณ์ป้องกันชนิดอื่นๆ
2. ขนาดที่ไม่นิยมใช้ (Intermediate rating) ได้แก่ 8, 12, 20, 30, 50, 80 A ซึ่งใช้ในการป้องกันหม้อแปลงและคานาซีเตอร์ในระบบจำหน่าย
3. ฟิวส์คัทเอาท์ที่เลือกใช้จะต้องสามารถทนกระแสต่อเนื่อง 100 หรือ 200 A และทนค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด (Interrupting capacity) ได้ถึง 10,000 A

เราสามารถคำนวณขนาดของฟิวส์ที่เหมาะสมได้โดยใช้สมการ

$$\text{ขนาดของฟิวส์} = 1.25 \times \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} \quad \text{A} \quad (3.3)$$

โดยที่ kVA คือ ค่ากำลังไฟฟ้ารวมของหม้อแปลงที่อยู่หลังจุดติดตั้งฟิวส์ในหน่วย kVA

kV คือ ค่าแรงดันระหว่างเฟสของระบบในหน่วย kV

3.3 รีโคลสเซอร์ (Recloser)

รีโคลสเซอร์เป็นอุปกรณ์ที่สามารถตรวจจับภาวะความผิดปกติพ่วงในเฟสและเฟส-ดินแล้วเปิดวงจรเพื่อกำจัดความผิดปกติและปิดวงจรกลับโดยอัตโนมัติเพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามปกติ ถ้าระบบยังคงมีปัญหากระแสเกินอยู่รีโคลสเซอร์จะทำการเปิด-ปิดวงจรตามจำนวนที่ตั้งไว้ ซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะรวมกันไม่เกิน 3 ครั้ง ถ้ายังคงแก้ไขไม่ได้ รีโคลสเซอร์จะทำการเปิดวงจรถาวรเพื่อแยกส่วนที่เกิดความผิดปกติออกจากส่วนอื่นๆในระบบจนกว่าจะมีการแก้ไข

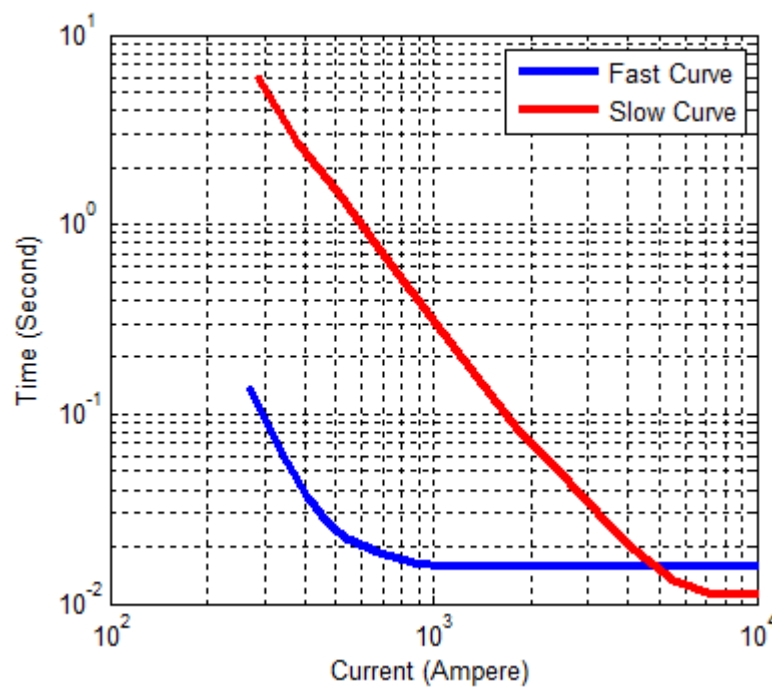
โดยทั่วไปในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เป็นสายพาดในอากาศ ความผิดปกติที่เกิดขึ้นราว 80% ถึง 95% จะเป็นความผิดปกติชั่วคราว (Temporary fault) ซึ่งจะคงอยู่เพียงไม่กี่วินาทีเท่านั้น การที่รีโคลสเซอร์สามารถเปิดและปิดวงจรเพื่อแก้ไขปัญหาได้ในทันที จะช่วยลดความเสี่ยงการหยุดจ่ายไฟของระบบไฟฟ้าเนื่องจากความผิดปกติชั่วคราวได้

รีโคลสเซอร์จะถูกติดตั้ง ณ จุดต่างๆในระบบจำหน่ายดังนี้

1. ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าเพื่อให้เกิดการป้องกันหลัก (Primary protection) ของระบบไฟฟ้า

2. ติดตั้งที่สายป้อนหลัก (Main feeder) เพื่อแบ่งสายป้อนที่มีความยาวออกเป็นส่วนๆ เพื่อป้องกันเหตุการณ์ไฟดับทั้งสายเนื่องจากการเกิดความผิดปกติที่จุดปลายสุดของสายป้อน
3. ติดตั้งบริเวณสายป้อนย่อยหรือสายกิ่ง (Branches หรือ Lateral feeder) เพื่อป้องกันการเปิดวงจรของสายหลักเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นบริเวณสายป้อนย่อย

คุณลักษณะเวลา-กระแสของรีโคลสเซอร์ถูกแบ่งออกเป็นสองส่วน คือ เส้นโค้งการทำงานแบบเร็ว (Fast curve) และเส้นโค้งการทำงานแบบหน่วงเวลาหรือแบบช้า (Delayed curve หรือ Slow curve) ตามที่แสดงในรูปที่ 3.7

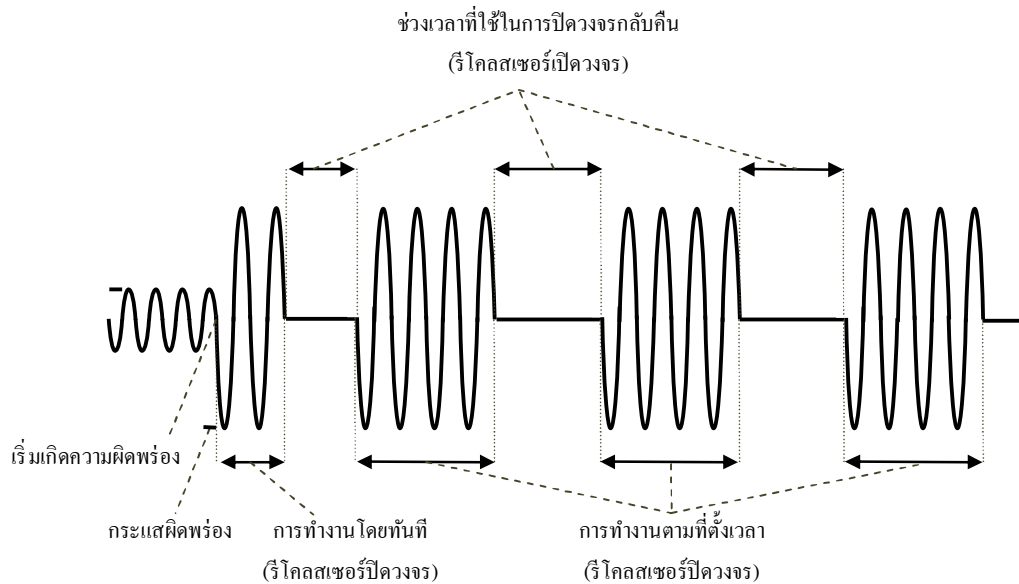


รูปที่ 3.7 คุณลักษณะเวลา-กระแสของรีโคลสเซอร์

ในปัจจุบัน รีโคลสเซอร์ชนิดไมโครโปรเซสเซอร์ (Microprocessor-based recloser) สามารถปรับแต่งค่าการทำงานเพื่อให้เหมาะสมต่อการใช้งานได้อย่างสะดวกโดยไม่ต้องเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบใดๆของตัวรีโคลสเซอร์

ขั้นตอนการทำงานของรีโคลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบแสดงได้ดังรูปที่ 3.8 [19] การทำงานเปิดวงจรครั้งแรกของรีโคลสเซอร์จะเกิดขึ้นโดยทันทีเพื่อกำจัดความผิดปกติแบบชั่วคราวไม่ให้เกิดความเสียหายต่อระบบไฟฟ้า ถ้ายังไม่สามารถกำจัดความผิดปกติออกไปได้ รีโคลสเซอร์จะทำการเปิด-ปิดวงจรอีกตามจำนวนครั้งและระยะเวลาที่ได้ตั้งค่าเอาไว้ ถ้าความผิด

พ่วงนั้นเป็นแบบถาวร การทำงานแบบหน่วงเวลาของรีโกลสเซอร์จะอนุญาตให้อุปกรณ์ป้องกันอื่นที่อยู่ใกล้จุดที่เกิดความผิดพลาดมากกว่าทำการเปิดวงจรเพื่อจำกัดบริเวณที่ต้องถูกตัดไฟ



รูปที่ 3.8 ขั้นตอนการทำงานของรีโกลสเซอร์

3.3.1 ประเภทของรีโกลสเซอร์

เราสามารถแบ่งประเภทของรีโกลสเซอร์โดยใช้หลักเกณฑ์ที่แตกต่างกันได้ดังนี้

3.3.1.1 รีโกลสเซอร์เฟสเดียว และรีโกลสเซอร์สามเฟส

รีโกลสเซอร์เฟสเดียวถูกใช้ในกรณีที่โหลดเป็นชนิดเฟสเดียว เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟส-ดิน รีโกลสเซอร์จะตัดวงจรเฉพาะเฟสที่เกิดความผิดพลาดเพื่อให้เฟสอื่นยังสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามปกติ

รีโกลสเซอร์สามเฟสถูกนำมาติดตั้งในกรณีที่ต้องการตัดวงจรทั้งสามเฟสออกเมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นเพื่อป้องกันการจ่ายโหลดอย่างไม่สมดุล (Unbalanced loading)

3.3.1.2 รีโกลสเซอร์ที่ใช้กลไกไฮดรอลิกหรืออิเล็กทรอนิกส์ในการทำงาน

รีโกลสเซอร์ที่ใช้กลไกไฮดรอลิกจะมีขนาดสำหรับใช้ในการตัดวงจรต่ออนุกรมอยู่กับสายไฟในระบบ เมื่อกระแสที่ไหลผ่านรีโกลสเซอร์มีค่าเกินกว่าที่กำหนดไว้ ขนาดนั้นจะเหนี่ยวนำให้กลไกทำการเปิดหน้าสัมผัสหลักของรีโกลสเซอร์ ส่งผลให้เกิดการเปิดวงจรขึ้น

รีโกลสเซอร์ที่ใช้กลไกอิเล็กทรอนิกส์ในการทำงานจะมีวงจรถอดรีเลย์ที่อยู่นอกตัวรีโกลสเซอร์คอยรับสัญญาณจากหม้อแปลงกระแสและส่งสัญญาณไปควบคุมรีโกลสเซอร์ให้ทำงานตามลำดับเวลาที่ตั้งค่าไว้เมื่อกระแสที่ตรวจวัดได้มีค่าเกินกว่าที่กำหนด

3.3.1.3 รีโกลสเซอร์ชนิดที่ใช้ น้ำมัน สูญญากาศ หรือ SF₆

รีโกลสเซอร์มีทั้งประเภทที่ใช้ น้ำมัน สูญญากาศ หรือ ก๊าซ SF₆ เป็นฉนวน โดยชนิดที่ใช้ สูญญากาศและก๊าซ SF₆ มีข้อได้เปรียบกว่าชนิดที่ใช้ น้ำมัน ในเรื่องการบำรุงรักษาที่น้อยกว่า

3.3.2 ข้อควรคำนึงถึงในการเลือกรีโกลสเซอร์ไปใช้งาน

การเลือกรีโกลสเซอร์ไปใช้งานมีข้อควรคำนึงถึงดังนี้ [19]

1. พิกัดแรงดันและพิกัดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรของรีโกลสเซอร์ควรมีค่าไม่น้อยกว่าพิกัดของระบบ ณ จุดที่ติดตั้งรีโกลสเซอร์
2. รีโกลสเซอร์ต้องสามารถรองรับสภาวะที่มีกระแสไหลสูงสุดของระบบได้
3. ต้องมั่นใจได้ว่ากระแสผิดพลาดที่จุดปลายสุดของสายที่อยู่ภายใต้การป้องกันของรีโกลสเซอร์มีค่าสูงพอที่จะทำให้รีโกลสเซอร์ทำงาน
4. รีโกลสเซอร์ต้องสามารถทำงานร่วมกับอุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ ทั้งทางด้านต้นน้ำและปลายน้ำได้อย่างถูกต้อง
5. รีโกลสเซอร์ต้องสามารถทำงานเมื่อตรวจจับความผิดพลาดชนิดเฟส-ดินได้

3.3.3 การกำหนดค่าการทำงานของรีโกลสเซอร์

เราสามารถกำหนดค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโกลสเซอร์ได้ดังนี้

1. คำนวณโหลดรวมหลังรีโกลสเซอร์
2. คำนวณค่ากระแสไหลโดยใช้สมการ

$$I_{Load} = \frac{kVA}{\sqrt{3} \times kV} \quad A \quad (3.4)$$

โดยที่ kVA คือ ค่ากำลังไฟฟารวมหลังจุดติดตั้งรีโกลสเซอร์ในหน่วย kVA

kV คือ ค่าแรงดันระหว่างเฟสของระบบในหน่วย kV

3. คำนวณค่ากระแสเริ่มต้นทำงาน ($I_{Pick up}$) ทางด้านเฟสโดยใช้สมการ

$$I_{Pick up} = 2 \times I_{Load} \quad A \quad (3.5)$$

4. คำนวณค่ากระแสเริ่มต้นทำงาน ($I_{Pick up}$) ทางด้านกราวด์โดยใช้สมการ

$$I_{Pick up} = (25\% - 30\%) \times I_{Load} \quad A \quad (3.6)$$

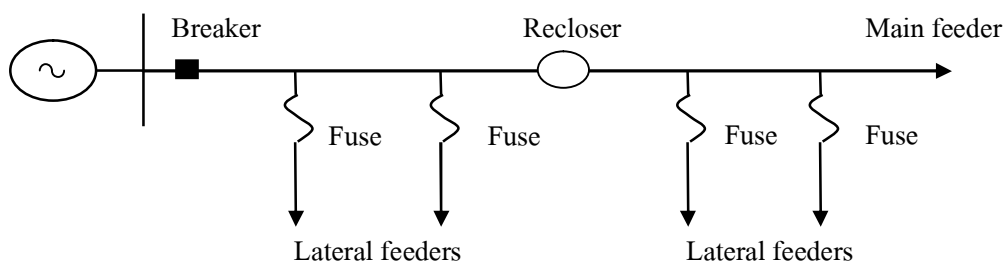
3.4 การประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

หลักการเบื้องต้นในการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน คือ เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น อุปกรณ์ป้องกันจะต้องตัดส่วนหนึ่งส่วนใดของระบบออกไปให้น้อยที่สุดเพื่อให้มีผลกระทบต่อการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุด

ระบบไฟฟ้านำมาพิจารณาเป็นระบบไฟฟ้าแบบเรเดียลซึ่งใช้กันอย่างแพร่หลายในระบบจำหน่ายเนื่องจากใช้เงินลงทุนต่ำและมีความสะดวกในการปฏิบัติงาน [14] อุปกรณ์ที่ติดตั้งในระบบได้แก่

1. เบรกเกอร์ซึ่งถูกติดตั้งใกล้สถานีไฟฟ้า ทำหน้าที่ในการป้องกันสายป้อนหลัก (Main feeder) ส่วนต้นทาง และเป็นการป้องกันสำรองกรณีทีรีโคลสเซอร์หรือฟิวส์ไม่ทำงาน
2. รีโคลสเซอร์ซึ่งถูกติดตั้งบริเวณกึ่งกลางสายป้อน ทำหน้าที่เปิดและปิดวงจรเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นบริเวณสายป้อนด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรองในกรณีที่ฟิวส์ในสายป้อนย่อย (Lateral feeder) ทำงานผิดพลาด
3. ฟิวส์ซึ่งถูกติดตั้งบริเวณสายป้อนย่อยเพื่อป้องกันโหลด

ตัวอย่างสายป้อนหนึ่งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลแสดงได้ดังรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 สายป้อนหนึ่งของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

3.4.1 การประสานสัมพันธ์ระหว่างเบรกเกอร์และฟิวส์ (Breaker – Fuse coordination)

เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์ อุปกรณ์ที่ต้องทำงานก่อนคือฟิวส์ ถ้าฟิวส์ไม่สามารถกำจัดความผิดปกติออกไปได้ เบรกเกอร์จะทำงานเป็นลำดับถัดไป

ดังนั้นการประสานสัมพันธ์ระหว่างเบรกเกอร์กับฟิวส์จึงต้องอาศัยค่าหนึ่งช่วงเวลา (Grading margin) เพื่อให้เบรกเกอร์ทำงานช้ากว่าฟิวส์ การประสานสัมพันธ์ลักษณะนี้เรียกว่า Fuse blowing scheme

ค่าหนึ่งเวลาระหว่างเบรกเกอร์และฟิวส์มีองค์ประกอบดังนี้ [21]

1. ความคลาดเคลื่อนในเวลาการทำงานของฟิวส์	=	30%
2. ความคลาดเคลื่อนในเวลาการทำงานของรีเลย์	=	10%
รวม 1. และ 2.	=	40%
3. เวลาการทำงานเกิน (Overshoot) ของรีเลย์ เป็นค่าคงที่	=	0.05 วินาที
4. เวลาเผื่อเพื่อความปลอดภัย (Safety margin) เป็นค่าคงที่	=	0.1 วินาที
รวม 3. และ 4.	=	0.15 วินาที

จากองค์ประกอบทั้งหมด เราสามารถคำนวณค่าหนึ่งเวลาระหว่างเบรกเกอร์และฟิวส์ได้โดยใช้สมการต่อไปนี้

$$t' = 0.4t + 0.15 \quad \text{วินาที} \quad (3.7)$$

โดย t' คือ ค่าหนึ่งเวลาระหว่างเบรกเกอร์กับฟิวส์

t คือ เวลาที่ฟิวส์ใช้ในการหลอมละลายขาดออกจากกัน (Fuse TCT)

เบรกเกอร์ที่เหมาะสมกับการประสานสัมพันธ์กับฟิวส์ คือเบรกเกอร์ที่มีคุณลักษณะแบบ Extremely Inverse (EI) [22]

3.4.2 การประสานสัมพันธ์ระหว่างเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์

(Breaker – Recloser coordination)

เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นบริเวณสายป้อนหลักด้านหลังรีโคลสเซอร์ รีโคลสเซอร์ซึ่งเป็นอุปกรณ์ป้องกันหลักจะเป็นอุปกรณ์ที่ทำงานก่อน ถ้ารีโคลสเซอร์ไม่สามารถกำจัดความผิดปกติได้ เบรกเกอร์ซึ่งเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรองสำหรับกรณีนี้จะทำงานเป็นลำดับถัดมา การประสานสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ทั้งสองต้องอาศัยค่าหนึ่งเวลาซึ่งมีองค์ประกอบดังนี้ [21]

1. ความคลาดเคลื่อนของรีเลย์แบบ Inverse time	=	7.5%
2. ความคลาดเคลื่อนของรีโคลสเซอร์แบบอิเล็กทรอนิกส์	=	10%
3. เวลาการทำงานเกิน (Overshoot) ของรีเลย์ เป็นค่าคงที่	=	0.05 วินาที

4. เวลาเผื่อเพื่อความปลอดภัย (Safety margin) มีค่าคงที่ = 0.1 วินาที

3.4.3 การประสานสัมพันธ์ระหว่างรีโคลสเซอร์และฟิวส์

(Recloser – Fuse coordination)

เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นบริเวณสายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์ รีโคลสเซอร์จะต้องทำงานร่วมกับฟิวส์ การจัดให้การทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ทำงานก่อนฟิวส์เสมอเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในบริเวณที่รีโคลสเซอร์รับผิดชอบนั้นเพื่อหลีกเลี่ยงการตัดวงจรของฟิวส์ซึ่งจะทำให้เกิดการหยุดจ่ายไฟเป็นเวลานานเกินความจำเป็น ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าบริเวณหลังจุดที่ติดตั้งฟิวส์ การประสานสัมพันธ์ระหว่างรีโคลสเซอร์และฟิวส์ในลักษณะนี้เรียกว่า Fuse saving scheme

เราสามารถจัดการประสานสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ทั้งสองด้วยหลักเกณฑ์ดังนี้ [19]

1. ทุกค่ากระแสลัดวงจร เวลาที่ใช้ในการเริ่มหลอมละลายของฟิวส์ (Minimum melting time) ที่เกิดขึ้นในเขตป้องกันของฟิวส์จะต้องมีค่ามากกว่าเวลาที่ใช้ในการตัดวงจร (Clearing time) ของการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ซึ่งถูกยกขึ้นด้วยตัวคูณค่าหนึ่ง (K-factor) ตามที่แสดงในตารางที่ 3.2 ตัวคูณนี้จะแปรค่าตามเวลาที่ใช้ในการปิดวงจรกลับคืน (Reclosing time) ของรีโคลสเซอร์

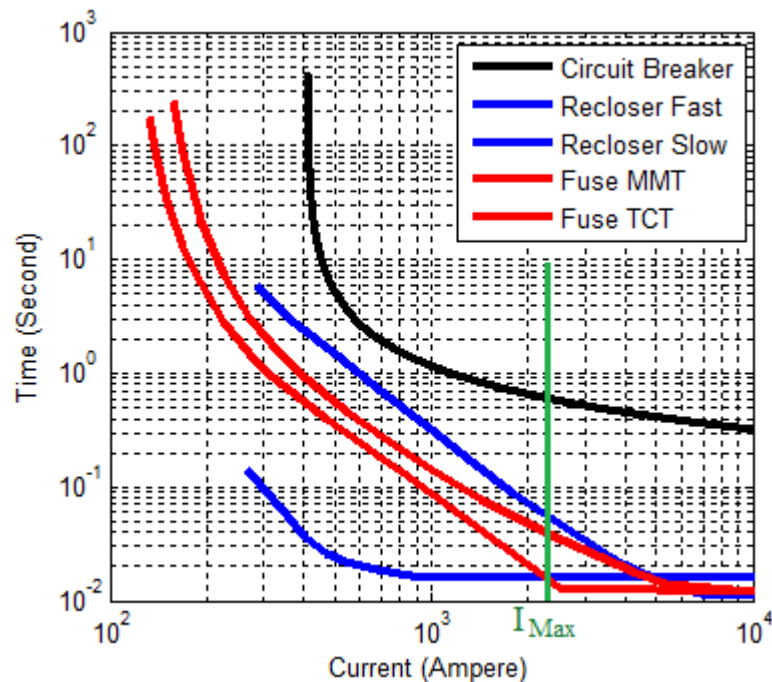
ตารางที่ 3.2 ค่า K-factor สำหรับการดำเนินงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

Reclosing time		K-factor for:	
Cycles	Seconds	One fast operation	Two fast operations
25-30	0.5	1.25	1.8
60	1	1.25	1.35
90	1.5	1.25	1.35
120	2	1.25	1.35

2. ทุกค่ากระแสลัดวงจร เวลาที่ใช้ในการตัดวงจร (Total clearing time) ที่เกิดขึ้นในเขตป้องกันของฟิวส์ จะต้องมีค่าน้อยกว่าเวลาที่ใช้ในการตัดวงจรของการดำเนินงานแบบช้าของรีโคลสเซอร์

3.4.4 การประสานสัมพันธ์ระหว่างเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์

โดยทั่วไปแล้วการประสานสัมพันธ์ระหว่างอุปกรณ์ป้องกันทั้งสามนั้นเริ่มต้นที่รีโคลสเซอร์ ตรวจจับความผิดปกติที่เกิดขึ้นบริเวณสายป้อนด้านหลังรีโคลสเซอร์ได้ ถ้าความผิดปกตินั้นเป็นแบบชั่วคราว การทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์จะสามารถกำจัดความผิดปกตินั้นออกไปและระบบไฟฟ้าสามารถทำงานต่อไปโดยไม่ต้องมีการตัดวงจรถาวร ถ้าความผิดปกตินั้นยังคงอยู่หรือเป็นความผิดปกติแบบถาวร ฟิวส์จะเป็นตัวตัดวงจรเพื่อแก้ไขความผิดปกติลำดับถัดไป ถ้าฟิวส์ยังไม่สามารถกำจัดความผิดปกติ จะเป็นหน้าที่ของการทำงานแบบช้าของรีโคลสเซอร์ ทำยที่สุดแล้วถ้าความผิดปกติยังคงอยู่ในระบบ เบรกเกอร์จะเป็นตัวตัดวงจรลำดับสุดท้าย ขั้นตอนทั้งหมดนี้สามารถแสดงได้โดยคุณสมบัติเวลา-กระแสของอุปกรณ์ทั้งสาม ดังรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 คุณสมบัติเวลา-กระแสของเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์

จากรูปที่ 3.10 จะสังเกตเห็นได้ว่าถ้ากระแสผิดปกติที่ตรวจจับได้โดยฟิวส์มีค่าเกินกว่าค่าหนึ่ง (I_{Max}) ฟิวส์จะตัดวงจรก่อนการทำงานของรีโคลสเซอร์เสมอ ส่งผลให้เมื่อเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวขึ้นที่บริเวณสายป้อนด้านหลังรีโคลสเซอร์ ฟิวส์จะเป็นอุปกรณ์ที่ตัดวงจรแทนที่จะเป็นการทำงานของรีโคลสเซอร์ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับฟิวส์ตัวนั้นจะประสบกับเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่นานกว่าเดิม รายละเอียดของปัญหาดังกล่าวจะถูกอธิบายในบทต่อไป

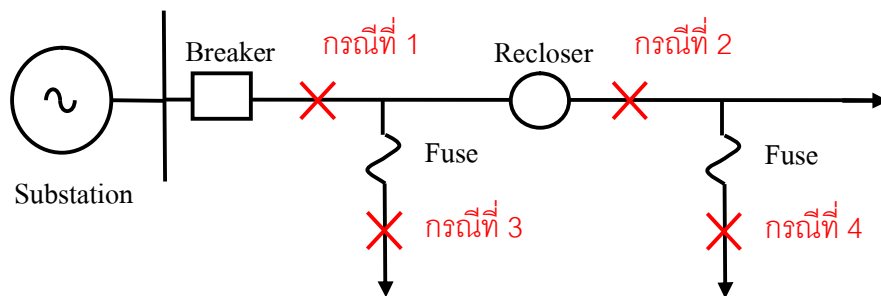
บทที่ 4

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

ในบทนี้จะพิจารณาถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยอธิบายถึงข้อกำหนดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล หลังจากนั้นจึงแสดงรายละเอียดผลกระทบที่เกิดขึ้นในกรณีต่างๆ พร้อมทั้งนำเสนอสมการเงื่อนไขทางคณิตศาสตร์ที่ใช้ตรวจสอบการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันสำหรับแต่ละกรณี

4.1 ข้อกำหนดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกกำหนดขึ้นก่อนที่จะพิจารณาถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดยเราสามารถแบ่งรูปแบบการเกิดความผิดปกติออกเป็น 4 กรณีตามตำแหน่ง และประเภทของความผิดปกติดังที่แสดงในรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 กรณีความผิดปกติที่ตำแหน่งต่างๆ

4.1.1 กรณีที่ 1 ความผิดปกติบริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโคลสเซอร์

สำหรับกรณีนี้ กำหนดให้เซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นอุปกรณ์ที่ทำงานตัดวงจรเพื่อกำจัดความผิดปกติที่เกิดขึ้น

4.1.2 กรณีที่ 2 ความผิดปกติบริเวณสายป้อนหลักด้านหลังรีโกลสเซอร์

ถ้าความผิดปกติกรณีที่ 2 ที่เกิดขึ้นเป็นความผิดปกติแบบชั่วคราว กำหนดให้การทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์สามารถตัดวงจรและกำจัดความผิดปกติออกไปได้

ถ้าความผิดปกติกรณีที่ 2 ที่เกิดขึ้นเป็นความผิดปกติแบบถาวร กำหนดให้การทำงานแบบเร็วและการทำงานแบบช้าของรีโกลสเซอร์ไม่สามารถกำจัดความผิดปกติได้ โดยเบรกเกอร์จะทำงานเป็นลำดับต่อมาและสามารถตัดวงจรเพื่อกำจัดความผิดปกติที่เกิดขึ้น

4.1.3 กรณีที่ 3 ความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโกลสเซอร์

สำหรับกรณีนี้ กำหนดให้ฟิวส์เป็นอุปกรณ์ที่ทำการตัดวงจรและสามารถกำจัดความผิดปกติที่เกิดขึ้นได้

4.1.4 กรณีที่ 4 ความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหลังรีโกลสเซอร์

ถ้าความผิดปกติกรณีที่ 4 ที่เกิดขึ้นเป็นความผิดปกติแบบชั่วคราว กำหนดให้การทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์สามารถตัดวงจรและกำจัดความผิดปกติออกไปได้

ในกรณีที่เป็นการผิดปกติแบบถาวร กำหนดให้การทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์ไม่สามารถกำจัดความผิดปกติได้ โดยฟิวส์จะทำงานเป็นลำดับต่อมาและสามารถตัดวงจรเพื่อกำจัดความผิดปกติที่เกิดขึ้น

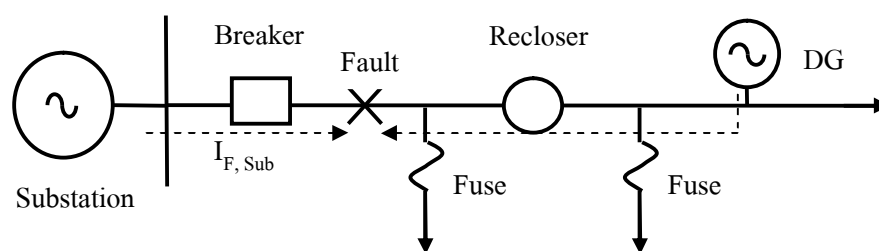
4.2 ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น กระแสผิดปกติจะไหลในทิศทางเดียวจากสถานีไฟฟ้าไปยังจุดที่เกิดความผิดปกติ อุปกรณ์ป้องกันต่างๆจะถูกติดตั้งและตั้งค่าการทำงานเพื่อให้สามารถตรวจจับและตัดวงจรแก้ไขความผิดปกติตามลำดับดังที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 3 เมื่อนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาติดตั้งในระบบ ถ้าเกิดความผิดปกติขึ้น นอกจากกระแสผิดปกติที่ไหลมาจากสถานีไฟฟ้าแล้ว จะมีกระแสผิดปกติจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นไหลมาสมทบ [2] ทำให้กระแสผิดปกติรวมมีขนาดสูงขึ้นจนอาจทำให้อุปกรณ์ป้องกันที่ประสานสัมพันธ์กันไม่สามารถตัดวงจรตามลำดับได้อย่างถูกต้อง การไหลของกระแสผิดปกติที่มาจากหลายทิศทางก็อาจทำให้อุปกรณ์ป้องกันบางตัวทำการตัดวงจรโดยไม่พึงประสงค์ เนื่องจากอุปกรณ์นั้นไม่มีความสามารถในการแยกแยะทิศทางของกระแส นอกจากนี้ยังส่งผล

กระทบต่อการลดขอบเขตการทำงานของรีเลย์ (Reduction of reach) [22] ซึ่งจะถูกละเอียดไม่นำมาพิจารณาในวิทยานิพนธ์นี้

ปัจจัยหลักที่มีผลต่อขนาดและทิศทางของกระแสผิดพลาดที่ส่งกลับ ได้แก่ ขนาดและตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เราสามารถแบ่งการวิเคราะห์ปัญหาออกเป็น 8 กรณี [4], [13], [14] ตามตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาด ดังนี้

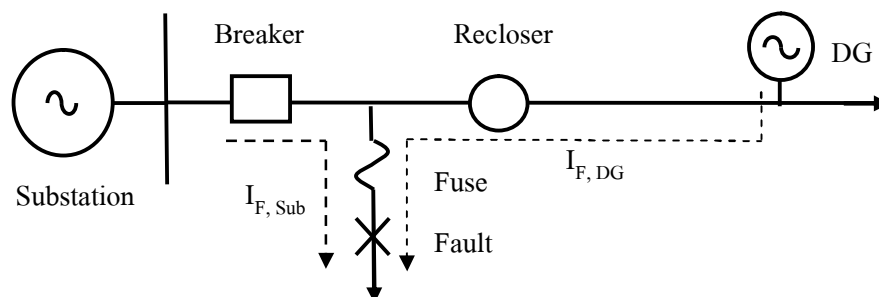
4.2.1 กรณีที่ 1 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดบริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโคลสเซอร์ (รูปที่ 4.2)



รูปที่ 4.2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดบริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโคลสเซอร์

จากรูปที่ 4.2 เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้น กระแสผิดพลาดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะไหลย้อนกลับไปยังจุดที่เกิดความผิดพลาดผ่านรีโคลสเซอร์ ถ้ารีโคลสเซอร์ที่ใช้เป็นชนิดที่ไม่สามารถตรวจจับทิศทางของกระแสได้ (Non-directional type) และขนาดของกระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์นั้นมีค่าสูงกว่าค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ รีโคลสเซอร์อาจจะทำงานก่อนที่เบรกเกอร์จะตัดวงจร ส่งผลให้โหลดทั้งหมดหลังรีโคลสเซอร์ถูกตัดออกจากระบบชั่วคราวโดยไม่จำเป็น

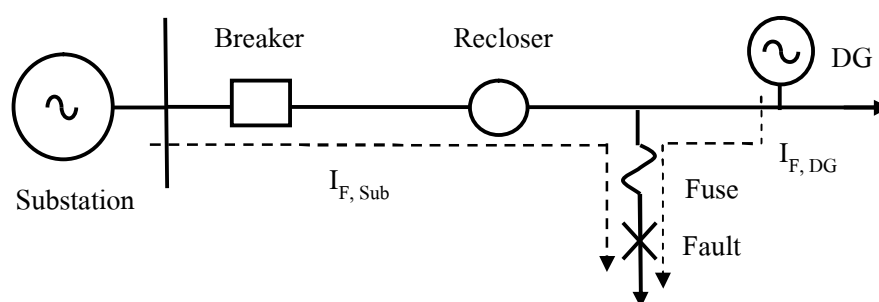
4.2.2 กรณีที่ 2 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์ (รูปที่ 4.3)



รูปที่ 4.3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์

จากรูปที่ 4.3 เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น กระแสผิดปกติจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะไหลย้อนกลับผ่านรีโคลสเซอร์ไปยังจุดที่เกิดความผิดปกติ ถ้าขนาดของกระแสผิดปกติที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์นั้นมีค่าสูงถึงค่าหนึ่ง การทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์มีโอกาสทำงานก่อนที่ฟิวส์จะตัดวงจรได้ทัน ทำให้โหลดทั้งหมดหลังรีโคลสเซอร์ถูกตัดออกจากระบบชั่วคราวโดยไม่จำเป็น

4.2.3 กรณีที่ 3 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์ (รูปที่ 4.4)



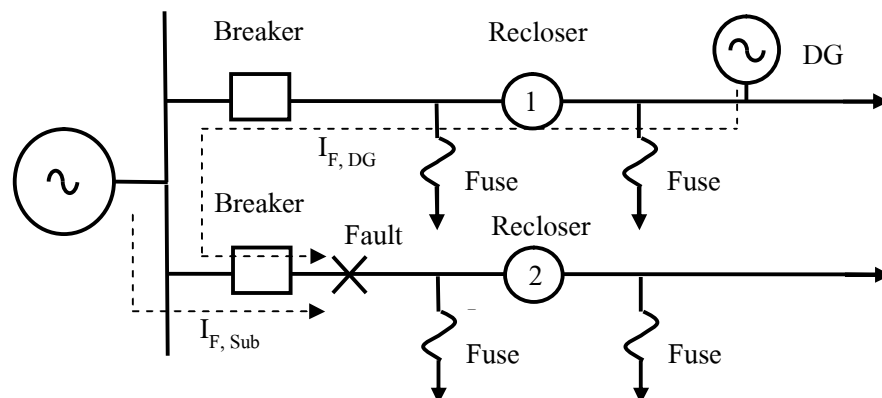
รูปที่ 4.4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์

จากรูปที่ 4.4 เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น ฟิวส์จะตรวจจับกระแสผิดปกติที่มีค่าสูงกว่ารีโคลสเซอร์เนื่องจากมีกระแสผิดปกติจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไหลมาสมทบกับกระแสผิดปกติจากสถานีไฟฟ้าผ่านฟิวส์ ในขณะที่รีโคลสเซอร์ตรวจจับได้แค่กระแสผิดปกติจากสถานีไฟฟ้า

เท่านั้น ถ้ากระแสที่ไหลผ่านฟิวส์มีค่าสูงมากจนถึงค่าหนึ่ง ฟิวส์จะทำการตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์เสมอ ทำให้ความผิดพลาดแบบชั่วคราวส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับฟิวส์เหมือนเกิดความผิดพลาดแบบถาวร

4.2.4 กรณีที่ 4 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดบริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโคลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง

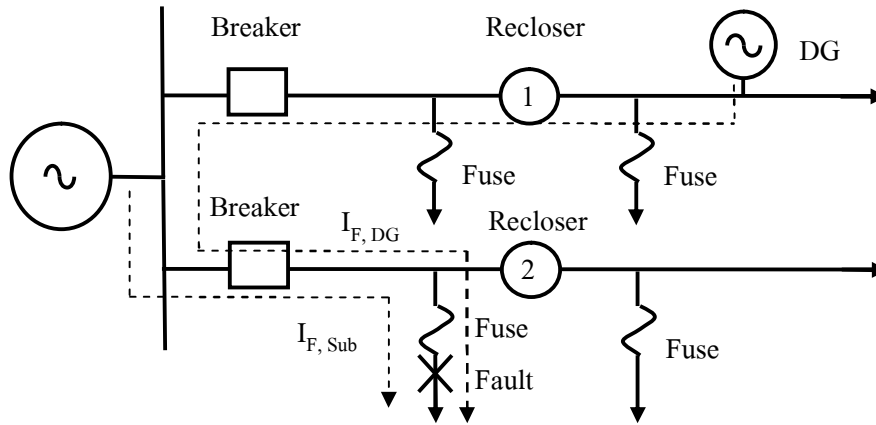
ในกรณีนี้จะพิจารณาการเกิดความผิดพลาดบนสายป้อนหลักด้านหน้ารีโคลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง ดังแสดงในรูปที่ 4.5 โดยปกติแล้วเบรกเกอร์ของสายป้อนที่เกิดความผิดพลาดจะเป็นอุปกรณ์ที่รับผิดชอบตัดวงจรเพื่อกำจัดความผิดพลาดที่เกิดขึ้น แต่ในกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบด้านหลังรีโคลสเซอร์ อาจทำให้เกิดปัญหารีโคลสเซอร์ทำงานโดยไม่พึงประสงค์ได้



รูปที่ 4.5 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดบริเวณสายป้อนหลักด้านหน้ารีโคลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง

จากรูปที่ 4.5 เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้น กระแสผิดพลาดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะไหลย้อนกลับผ่านรีโคลสเซอร์หมายเลข 1 และสถานีไฟฟ้าไปยังจุดที่เกิดความผิดพลาดบนสายป้อนข้างเคียง ถ้ารีโคลสเซอร์ที่ใช้เป็นชนิดที่ไม่สามารถตรวจจับทิศทางของกระแสได้ และขนาดของกระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์นั้นมีค่าสูงกว่าค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคลสเซอร์ รีโคลสเซอร์มีโอกาสตัดวงจรก่อนที่เบรกเกอร์ของสายป้อนข้างเคียงจะตัดวงจร

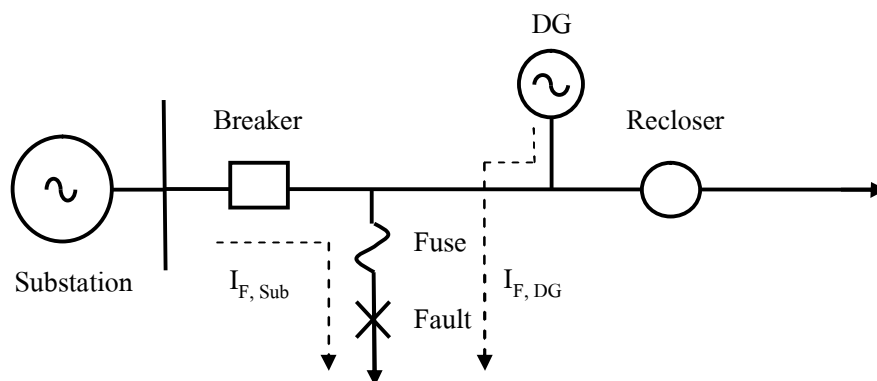
4.2.5 กรณีที่ 5 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง (รูปที่ 4.6)



รูปที่ 4.6 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง

กรณีนี้มีลักษณะเดียวกับกรณีที่ 4 กล่าวคือ รีโคลสเซอร์หมายเลข 1 ซึ่งตรวจจับกระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้ อาจทำงานก่อนที่ฟิวส์บนสายป้อนข้างเคียงจะตัดวงจร

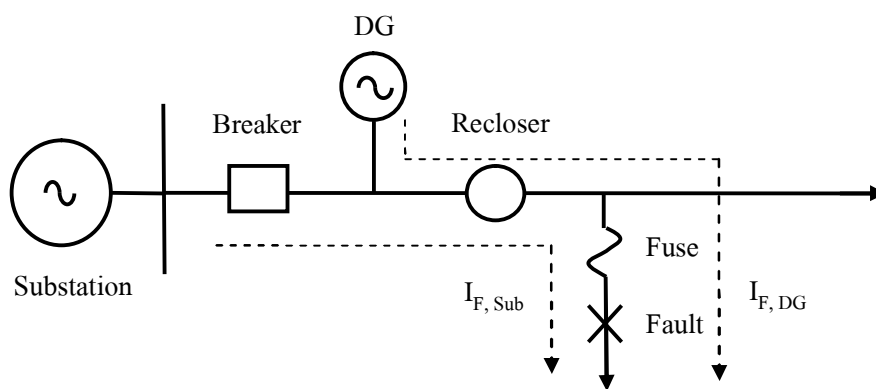
4.2.6 กรณีที่ 6 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์ (รูปที่ 4.7)



รูปที่ 4.7 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโคลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดบริเวณสายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคลสเซอร์

จากรูปที่ 4.7 พบว่าไม่มีกระแสผิดพลาดใดๆไหลผ่านรีโคลสเซอร์ ดังนั้นสำหรับกรณีนี้จะไม่พบปัญหาเรื่องการประสานสัมพันธ์ระหว่างรีโคลสเซอร์และฟิวส์ อย่างไรก็ตามกระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านฟิวส์จะประกอบด้วยกระแสผิดพลาดจากสถานีไฟฟ้าและกระแสผิดพลาดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งรวมแล้วทำให้กระแสผิดพลาดมีขนาดสูงขึ้นเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิมที่ไม่ได้ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ดังนั้นปัญหาที่ควรคำนึงถึงคือกระแสผิดพลาดนี้อาจมีค่าสูงเกินกว่าค่าพิกัดกระแสลัดวงจรสูงสุดของฟิวส์ทำให้ฟิวส์เกิดการระเบิดได้

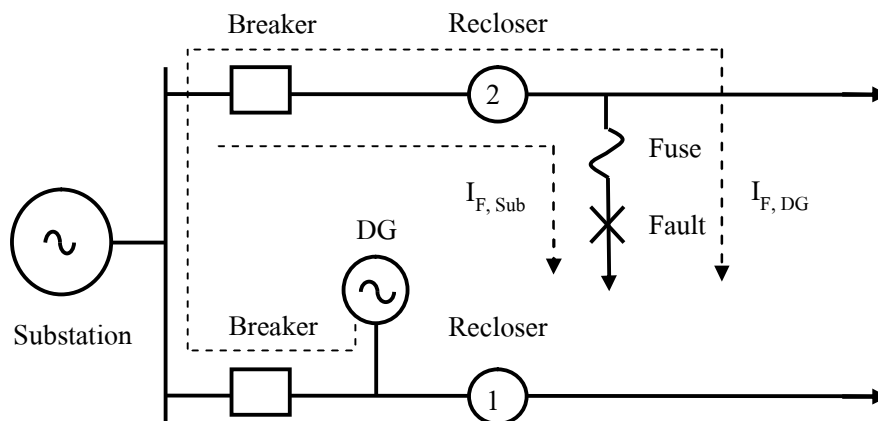
4.2.7 กรณีที่ 7 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์ (รูปที่ 4.8)



รูปที่ 4.8 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโคลสเซอร์และเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์

รูปที่ 4.8 แสดงให้เห็นว่ากระแสผิดพลาดที่ฟิวส์และรีโคลสเซอร์ตรวจจับได้จะมีขนาดเท่ากันซึ่งมีค่าสูงขึ้นเมื่อเทียบกับกระแสผิดพลาดก่อนการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ถ้ากระแสผิดพลาดนี้มีค่าสูงมากจนเกินไป ฟิวส์จะตัดวงจรก่อนการทำงานของรีโคลสเซอร์ซึ่งเป็นลำดับการทำงานที่ไม่ถูกต้อง ส่งผลให้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับนานเกินความจำเป็นกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับฟิวส์ในกรณีที่เกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราว ปัญหาที่เกิดขึ้นนี้เป็นลักษณะเดียวกับปัญหาที่เกิดขึ้นในกรณีที่ 3

4.2.8 กรณีที่ 8 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโคลสเซอร์ และเกิดความผิดปกติที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง (รูปที่ 4.9)



รูปที่ 4.9 ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโคลสเซอร์และเกิดความผิดปกติที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์ของสายป้อนข้างเคียง

กรณีนี้กระแสผิดปกติที่ไหลผ่านฟิวส์และรีโคลสเซอร์จะมีขนาดสูงขึ้นเนื่องมาจากกระแสผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไหลมาสมทบดังแสดงในรูปที่ 4.9 ปัญหาที่อาจเกิดขึ้นสำหรับกรณีนี้จะเหมือนกับกรณีที่ 7 กล่าวคือ ถ้าค่ากระแสผิดปกตินี้มีค่าสูงมากจนถึงค่าค่าหนึ่ง ฟิวส์และรีโคลสเซอร์จะไม่สามารถทำงานร่วมกันตามลำดับอย่างถูกต้องอีกต่อไป

สิ่งที่ควรพิจารณาเพิ่มเติมสำหรับกรณีนี้คือ กระแสผิดปกติจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะไหลย้อนกลับไปทางสถานีไฟฟ้าผ่านทางเบรกเกอร์ ถ้าเบรกเกอร์ที่ใช้ไม่ได้เป็นชนิดที่สามารถตรวจจับทิศทางการไหลของกระแสได้ เบรกเกอร์อาจจะทำงานตัดวงจรโดยไม่จำเป็นเมื่อกระแสผิดปกติ นั้นมีค่าที่สูงมากพอ อย่างไรก็ตามปัญหานี้มีโอกาสเกิดขึ้นได้น้อยมากเนื่องจากกระแสผิดปกติจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นมีค่าไม่สูงมาก จากคุณสมบัติเวลา-กระแสของเบรกเกอร์ที่ค่ากระแสผิดปกติเบรกเกอร์จะใช้เวลาค่อนข้างนานก่อนจะเริ่มทำการตัดวงจร ในขณะที่เดียวกันฟิวส์ที่สายป้อนที่เกิดความผิดปกติจะตรวจจับกระแสผิดปกติที่มีค่าสูงตามที่ได้อธิบายไปข้างต้น และจะทำการตัดวงจรได้รวดเร็วกว่าเบรกเกอร์เสมอ ดังนั้นปัญหานี้จึงอาจจะเลยไปได้

ตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติ รวมถึงกระแสผิดปกติที่อุปกรณ์ป้องกันตรวจจับได้ในแต่ละกรณีสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.1 โดย I_R และ I_{Fuse} คือ

กระแสที่รีโกลสเซอร์และฟิวส์ตรวจจับได้ตามลำดับ ในขณะที่ $I_{F,Sub}$ และ $I_{F,DG}$ คือ กระแสผิดพลาดที่ไหลมาจากสถานีไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตามลำดับ

ตารางที่ 4.1 สรุปรูปแบบและค่ากระแสผิดพลาดในแต่ละกรณี

กรณี	ตำแหน่งของ DG	ตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาด	กระแสผิดพลาด
1	หลังรีโกลสเซอร์	สายป้อนหลักหน้ารีโกลสเซอร์	$I_R = I_{F,DG}$ $I_{CB} = I_{F,Sub}$
2	หลังรีโกลสเซอร์	สายป้อนย่อยหน้ารีโกลสเซอร์	$I_R = I_{F,DG}$ $I_{Fuse} = I_{F,Sub} + I_{F,DG}$
3	หลังรีโกลสเซอร์	สายป้อนย่อยหลังรีโกลสเซอร์	$I_R = I_{F,Sub}$ $I_{Fuse} = I_{F,Sub} + I_{F,DG}$
4	หลังรีโกลสเซอร์	สายป้อนหลักหน้ารีโกลสเซอร์ ของสายป้อนข้างเคียง	$I_R = I_{F,DG}$ $I_{CB} = I_{F,Sub} + I_{F,DG}$
5	หลังรีโกลสเซอร์	สายป้อนย่อยหน้ารีโกลสเซอร์ ของสายป้อนข้างเคียง	$I_R = I_{F,DG}$ $I_{Fuse} = I_{F,Sub} + I_{F,DG}$
6	หน้ารีโกลสเซอร์	สายป้อนย่อยหน้ารีโกลสเซอร์	$I_R = 0$ $I_{Fuse} = I_{F,Sub} + I_{F,DG}$
7	หน้ารีโกลสเซอร์	สายป้อนย่อยหลังรีโกลสเซอร์	$I_R = I_{F,Sub} + I_{F,DG}$ $I_{Fuse} = I_{F,Sub} + I_{F,DG}$
8	หน้ารีโกลสเซอร์	สายป้อนย่อยหลังรีโกลสเซอร์ ของสายป้อนข้างเคียง	$I_R = I_{F,Sub} + I_{F,DG}$ $I_{Fuse} = I_{F,Sub} + I_{F,DG}$

4.3 สมการเงื่อนไขทางคณิตศาสตร์ที่ใช้ตรวจสอบการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

เงื่อนไขที่ใช้ตรวจสอบว่าอุปกรณ์ป้องกันสามารถประสานสัมพันธ์กันได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดความผิดพลาดสามารถแสดงได้โดยใช้สมการทางคณิตศาสตร์ สมการเงื่อนไขที่ใช้ถูกแบ่งออกเป็น 3 กลุ่มดังนี้

4.3.1 สมการเงื่อนไขสำหรับกรณีที่รีโกลสเซอร์มีโอกาสตัดวงจรโดยไม่พึงประสงค์

จากปัญหาการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในหัวข้อที่แล้ว พบว่ากรณีที่ 1, 2, 4, และ 5 มีโอกาสที่การทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์จะตัดวงจรโดยไม่พึงประสงค์

เพื่อให้การทำงานของอุปกรณ์เป็นไปอย่างถูกต้อง รีโกลสเซอร์ที่ตรวจจับกระแสผิดพลาดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไหลย้อนผ่านมาต้องไม่ทำงานก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันที่มีหน้าที่

รับผิดชอบจะตัดวงจรและกำจัดความผิดพลาดสำเร็จ ดังนั้นเราสามารถเขียนสมการเงื่อนไขของแต่ละกรณีได้ดังนี้

กรณีที่ 1 เบรกเกอร์ต้องตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

$$T_{CB}(I_{F,Sub}) - T_{Rf}(I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.1)$$

กรณีที่ 2 ฟิวส์ต้องตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

$$TCT_F(I_{F,Sub} + I_{F,DG}) - T_{Rf}(I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.2)$$

กรณีที่ 4 เบรกเกอร์ต้องตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์หมายเลข 1

$$T_{CB}(I_{F,Sub} + I_{F,DG}) - T_{R1f}(I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.3)$$

กรณีที่ 5 ฟิวส์ต้องตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์หมายเลข 1

$$TCT_F(I_{F,Sub} + I_{F,DG}) - T_{R1f}(I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.4)$$

โดยที่

$T_{Rf}(I_F)$ คือ เวลาการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ที่ค่ากระแสผิดพลาด I_F

$TCT_F(I_F)$ คือ เวลาทั้งหมดที่ฟิวส์ใช้ในการตัดวงจรที่ค่ากระแสผิดพลาด I_F

$T_{CB}(I_F)$ คือ เวลาการทำงานของเบรกเกอร์ที่ค่ากระแสผิดพลาด I_F

4.3.2 สมการเงื่อนไขสำหรับกรณีที่ฟิวส์มีโอกาสตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

สำหรับกรณีที่ 3, 7 และ 8 ฟิวส์จะตรวจจับค่ากระแสผิดพลาดได้สูงกว่าปกติเนื่องจากกระแสผิดพลาดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใหญ่มาสมทบ เมื่อกระแสผิดพลาดมีค่าสูงเกินค่าหนึ่ง อุปกรณ์ป้องกันทั้งสองจะสูญเสียการประสานสัมพันธ์กัน โดยฟิวส์จะทำการตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ ดังนั้นเพื่อให้การประสานสัมพันธ์เป็นไปอย่างถูกต้อง เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้น การทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ต้องตัดวงจรก่อนที่ฟิวส์จะเริ่มหลอมละลาย ซึ่งเขียนเป็นสมการเงื่อนไขได้ดังนี้

กรณีที่ 3 พิวส์และรีโคลสเซอร์ตรวจจับกระแสได้ไม่เท่ากัน

$$T_{Rf}(I_{F,Sub}) - MMT_F(I_{F,Sub} + I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.5)$$

กรณีที่ 7 และ 8 พิวส์และรีโคลสเซอร์ตรวจจับกระแสได้เท่ากัน

$$T_{Rf}(I_{F,Sub} + I_{F,DG}) - MMT_F(I_{F,Sub} + I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.6)$$

โดยที่ $MMT_F(I_F)$ คือ ระยะเวลาต่ำสุดที่พิวส์เริ่มหลอมละลายที่ค่ากระแสผิดพลาด I_F

4.3.3 สมการเงื่อนไขสำหรับกรณีที่พิวส์มีโอกาสตรวจจับกระแสผิดพลาดเกินค่าพิกัดกระแสผิดพลาดสูงสุด

สำหรับกรณีที่ 6 สิ่งที่ต้องพิจารณาคือ ค่ากระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านพิวส์ต้องมีค่าไม่เกินค่าพิกัดกระแสผิดพลาดสูงสุดของพิวส์ (Interrupting capacity) เนื่องจากกระแสผิดพลาดที่ไหลผ่านพิวส์ในกรณีนี้จะมีค่าสูงเกินกว่าปกติ สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่าพิกัดกระแสลัดวงจรสูงสุดของพิวส์ไว้ที่ 10 กิโลแอมป์ตามข้อกำหนดของพิวส์คัทเอาต์ที่ใช้ในการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เราจึงสามารถเขียนสมการเงื่อนไขได้ดังนี้

$$I_{Fuse} - 10,000 \leq 0 \quad (4.7)$$

นอกจากกรณีนี้แล้ว กรณีอื่นๆก็ควรนำเงื่อนไขตามสมการที่ (4.7) มาใช้ในการพิจารณาด้วย

4.4 แนวทางการแก้ปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

ปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันสามารถแบ่งออกเป็นสองกรณี คือ กรณีที่รีโคลสเซอร์ตัดวงจรโดยไม่พึงประสงค์ และกรณีที่พิวส์ตัดวงจรรก่อนกำหนด

4.4.1 กรณีที่รีโคลสเซอร์มีโอกาสตัดวงจรโดยไม่พึงประสงค์

เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์ ระบบอาจประสบปัญหาหรีโคลสเซอร์ตัดวงจรทั้งที่ไม่ใช่อุปกรณ์ที่รับผิดชอบต่อความผิดพลาดที่เกิดขึ้นตามที่ได้กล่าวไปแล้ว การแก้ปัญหาสำหรับกรณีนี้ถูกแบ่งออกเป็น 2 แนวทาง ดังนี้

4.4.1.1 การปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ($I_{Pick up}$) ของรีโคลสเซอร์

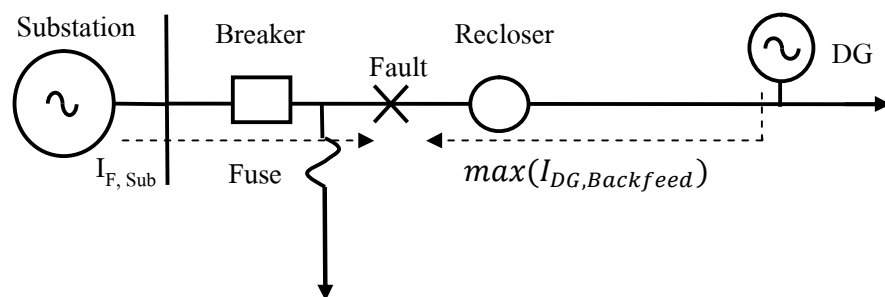
การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ให้สูงขึ้นอย่างเหมาะสมจะช่วยป้องกันไม่ให้รีโคลสเซอร์ทำงานเนื่องจากการตรวจจับกระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

โดยค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์จะต้องมีค่าสูงกว่าค่ากระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนสูงสุด เพื่อให้สามารถมั่นใจได้ว่ารีโคลสเซอร์จะไม่ทำงานโดยไม่จำเป็นในทุกกรณีการเกิดความผิดพลาด เราสามารถกำหนดค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ได้โดยใช้สมการ

$$I_{R,Pick\ up} = \alpha \times \max(I_{DG,Backfeed}) \quad (4.8)$$

โดยที่ $I_{R,Pick\ up}$ คือ ค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์
 $\max(I_{DG,Backfeed})$ คือ ค่ากระแสผิดพลาดสูงสุดที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กผ่านรีโคลสเซอร์
 α คือ ตัวคูณค่าคงที่สำหรับการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์

เราสามารถหาค่า $\max(I_{DG,Backfeed})$ ได้จากการคำนวณการเกิดความผิดพลาดที่ตำแหน่งด้านหน้ารีโคลสเซอร์และอยู่ใกล้กับรีโคลสเซอร์ที่สุด ดังรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.10 การหาค่ากระแสผิดพลาดสูงสุดที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ในขณะที่ α ซึ่งเป็นค่าคงที่สำหรับการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ใหม่จะมีค่าแตกต่างกันไปตามแต่ละระบบที่พิจารณา ซึ่งสามารถหาค่าได้โดยการคำนวณค่ากระแส $\max(I_{DG,Backfeed})$ แล้วจึงกำหนดตัวคูณที่เหมาะสมกับขนาดของกระแสนั้น ก่อนที่จะนำมาทดสอบปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ใหม่ ตัวอย่างค่า α เช่น 1.1 1.2 หรือ 1.5 เป็นต้น

ในกรณีที่เราปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์สูงจนเกินไป อาจส่งผลกระทบต่อ การประสานสัมพันธ์กับอุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ ดังนั้นหลังจากได้ค่า $I_{R,Pick\ up}$ แล้ว จะต้องนำมาทดสอบกับเงื่อนไขเพิ่มเติม ดังนี้

$$I_{R,Pick\ up} = \begin{cases} I_{R,Pick\ up}, & [I_{R,Pick\ up} - \max(I_{DG,Backfeed})] \leq \beta \\ \max(I_{DG,Backfeed}) + \beta, & [I_{R,Pick\ up} - \max(I_{DG,Backfeed})] > \beta \end{cases} \quad (4.9)$$

โดยที่ β คือ ขอบเขตของส่วนต่างระหว่างค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์กับค่ากระแสผิดพลาดสูงสุดที่ไหลย้อนผ่านรีโกลสเซอร์

สมการที่ (4.9) หมายความว่า เราสามารถกำหนดค่า $I_{R,Pick\ up}$ ให้สูงกว่าค่า $\max(I_{DG,Backfeed})$ ได้ไม่เกิน β แอมป์ เพื่อป้องกันปัญหาการประสานสัมพันธ์ระหว่างรีโกลสเซอร์กับอุปกรณ์ป้องกันอื่นๆ β เป็นค่าคงที่ซึ่งมีค่าแตกต่างกันไปสำหรับแต่ละระบบและเงื่อนไขการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เราสามารถกำหนดค่า β ที่เหมาะสมโดยพิจารณาจากค่า $\max(I_{DG,Backfeed})$ รวมถึงค่ากระแสผิดพลาดสูงสุดที่รีโกลสเซอร์ควรตรวจจับได้ ตัวอย่างค่า β เช่น 50 แอมป์ 100แอมป์ หรือ 200 แอมป์ เป็นต้น

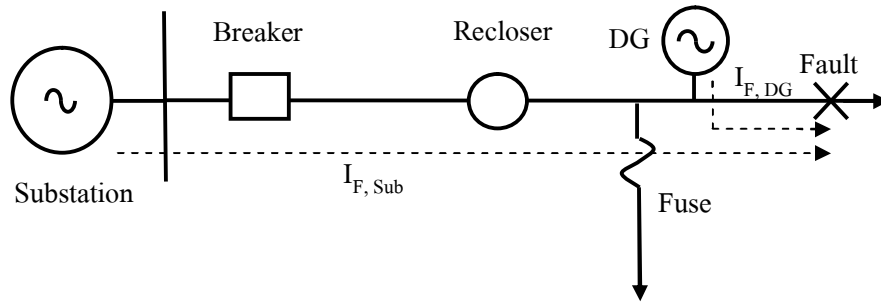
นอกจากนี้เพื่อทดสอบว่าเมื่อปรับเปลี่ยนค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโกลสเซอร์ให้เพิ่มสูงขึ้นเป็นค่า $I_{R,Pick\ up}$ ที่คำนวณได้แล้ว รีโกลสเซอร์จะยังคงสามารถตรวจจับกระแสผิดพลาดที่มีค่าต่ำได้อยู่หรือไม่ ค่า $I_{R,Pick\ up}$ จากสมการ (4.9) จึงต้องถูกนำไปทดสอบกับสมการเงื่อนไขดังนี้

$$\gamma \times I_{R,Pick\ up} \leq \min(I_R) \quad (4.10)$$

โดยที่ $\min(I_R)$ คือ ค่ากระแสผิดพลาดสูงสุดที่ไหลผ่านรีโกลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในเขตความรับผิดชอบของรีโกลสเซอร์

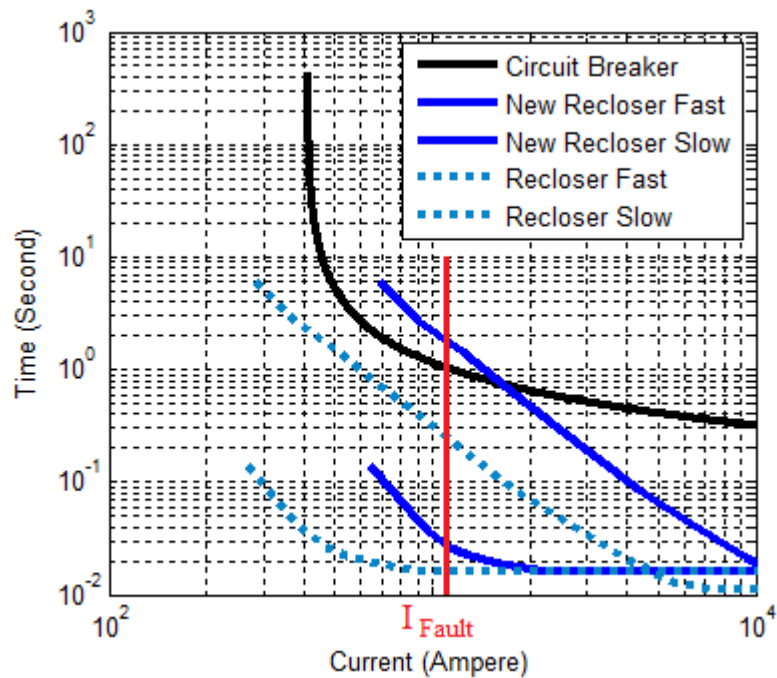
γ คือ ตัวคูณค่าคงที่สำหรับทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์ซึ่งมีค่าแตกต่างกันไปสำหรับแต่ละระบบที่พิจารณาเช่นเดียวกับค่าคงที่ α

หลังจากปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์แล้ว เราจำเป็นต้องเพิ่มเงื่อนไขใหม่เพื่อตรวจสอบการประสานสัมพันธ์ระหว่างเบรกเกอร์และรีโกลสเซอร์ โดยความผิดพลาดที่อาจทำให้เกิดปัญหาขึ้นแสดงได้ดังรูปที่ 4.11



รูปที่ 4.11 ความผิดพลาดที่อาจทำให้เกิดปัญหาขึ้นหลัง
การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์

รูปที่ 4.11 แสดงการเกิดความผิดพลาดขึ้นบริเวณหลังรีโคลสเซอร์ โดยปกติแล้วการทำงานแบบเร็วและการทำงานแบบช้าของรีโคลสเซอร์จะตัดวงจรก่อนที่เบรกเกอร์จะทำงาน แต่หลังจากมีการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ให้สูงขึ้นแล้ว เบรกเกอร์มีโอกาสตัดวงจรก่อนรีโคลสเซอร์ดังรูปที่ 4.12



รูปที่ 4.12 คุณสมบัติเวลา-กระแสของเบรกเกอร์และรีโคลสเซอร์หลังการปรับ
ค่ากระแสเริ่มทำงานใหม่

จากรูปที่ 4.12 เส้นประสีฟ้า คือ รีโคลสเซอร์ก่อนปรับค่ากระแสเริ่มทำงานใหม่ และเส้นสีน้ำเงิน คือ รีโคลสเซอร์หลังปรับค่ากระแสเริ่มทำงานแล้ว เมื่อพิจารณาจะพบว่าถ้ากระแสผิดพลาด

มีค่าดังแสดงในรูปที่ 4.12 แล้ว เบรกเกอร์มีโอกาสทำงานก่อนการทำงานแบบช้าของรีโคลสเซอร์ ซึ่งเป็นการทำงานที่ไม่ถูกต้อง

สำหรับกรณีนี้ ถ้าความผิดพลาดที่เกิดขึ้นเป็นความผิดพลาดแบบชั่วคราว ระบบจะไม่พบปัญหาใดๆ เนื่องจากการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์จะสามารถตัดวงจรเพื่อแก้ไขความผิดพลาดชั่วคราวได้ก่อน ดังนั้นปัญหานี้จะพิจารณาเฉพาะกรณีการเกิดความผิดพลาดแบบถาวรเท่านั้น

กำหนดให้ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีนี้เป็นกรณีที่ 9 และมีสมการเงื่อนไขดังนี้

$$T_{Rs}(I_{F,Sub}) - T_{CB}(I_{F,Sub}) \leq 0 \quad (4.11)$$

โดยที่ $T_{Rs}(I_F)$ คือ เวลาการทำงานแบบช้าของรีโคลสเซอร์ที่ค่ากระแสผิดพลาด I_F

วิธีแก้ไขปัญหสำหรับกรณีนี้คือการปรับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานและค่าเวลาการทำงาน (Dial) ของเบรกเกอร์ให้สูงขึ้นกว่าค่าเดิมเพื่อหน่วงเวลาให้เบรกเกอร์ทำงานช้าลง

นอกจากนี้ การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ให้สูงขึ้นโดยไม่คำนึงถึงเงื่อนไขที่กำหนดไว้ตามสมการที่ (4.8) ถึง (4.10) อาจส่งผลให้รีโคลสเซอร์ไม่สามารถตรวจจับกระแสผิดพลาดที่มีค่าต่ำได้

กำหนดให้ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่เกิดความผิดพลาดบนสายป้อนหลักด้านหลังรีโคลสเซอร์แล้วรีโคลสเซอร์ไม่สามารถตรวจจับกระแสผิดพลาดได้ จนทำให้เบรกเกอร์ต้องทำงานแทนโดยไม่จำเป็น เป็นปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณี 10 และมีสมการเงื่อนไขดังนี้

$$I_{R,Pick\ up} - I_{F,Sub} \leq 0 \quad (4.12)$$

กำหนดให้ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่เกิดความผิดพลาดบนสายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์แล้วรีโคลสเซอร์ไม่สามารถตรวจจับกระแสผิดพลาดได้ จนทำให้ฟิวส์ต้องทำงานแทนโดยไม่จำเป็น เป็นปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณี 11 และมีเงื่อนไขตามสมการที่ (4.12) เช่นเดียวกับกรณี 10

4.4.1.2 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

การปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์เพื่อหลีกเลี่ยงกระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นอีกแนวทางหนึ่งในการแก้ไขปัญหารีโคลสเซอร์ทำงานโดยไม่พึง

ประสงค์ เมื่อปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์แล้ว สมการเงื่อนไข (4.1) ถึง (4.4) ซึ่งใช้ตรวจสอบการประสานสัมพันธ์ระหว่างรีโคสเซอร์และอุปกรณ์อื่นๆในกรณีที่ 1 2 4 และ 5 ตามลำดับ จะถูกกำหนดขึ้นใหม่โดยพิจารณาการทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์แทน ดังนี้

กรณีที่ 1 เบรกเกอร์ต้องตัดวงจรก่อนการทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์

$$T_{CB}(I_{F,Sub}) - T_{Rs}(I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.13)$$

กรณีที่ 2 ฟิวส์ต้องตัดวงจรก่อนการทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์

$$TCT_F(I_{F,Sub} + I_{F,DG}) - T_{Rs}(I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.14)$$

กรณีที่ 4 เบรกเกอร์ต้องตัดวงจรก่อนการทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์หมายเลข 1

$$T_{CB}(I_{F,Sub} + I_{F,DG}) - T_{R1s}(I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.15)$$

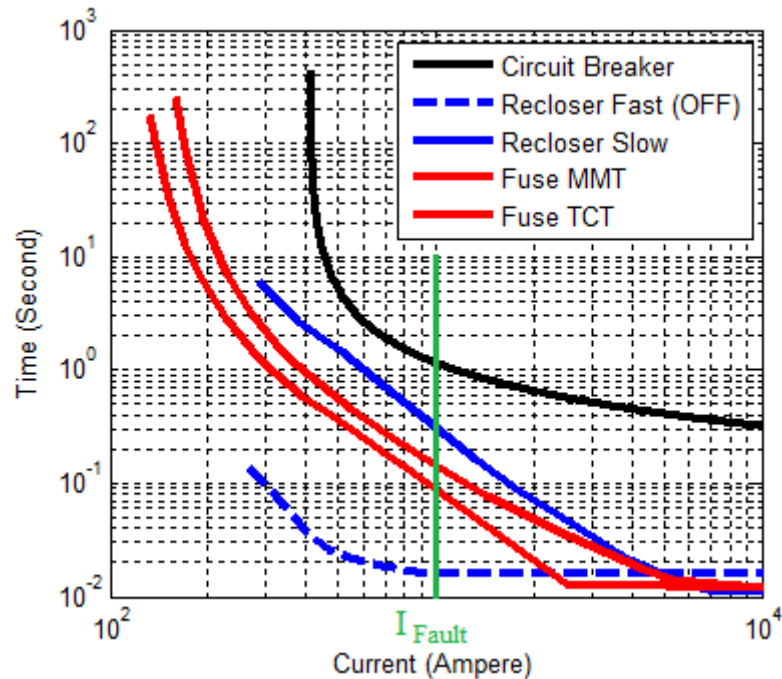
กรณีที่ 5 ฟิวส์ต้องตัดวงจรก่อนการทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์หมายเลข 1

$$TCT_F(I_{F,Sub} + I_{F,DG}) - T_{R1s}(I_{F,DG}) \leq 0 \quad (4.16)$$

โดยที่ $T_{Rs}(I_F)$ คือ เวลาการทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์ที่ค่ากระแสผิดพลาด I_F

ในกรณีที่เกิดความผิดพลาดขึ้นที่สายป้อนย่อยหลังรีโคสเซอร์ ฟิวส์จะเป็นอุปกรณ์ป้องกันอุปกรณ์แรกที่ทำหน้าที่ตัดวงจรเพื่อแก้ไขความผิดพลาดแทนการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ที่ถูกปิดไปดังรูปที่ 4.13 ดังนั้นเมื่อระบบกำหนดให้ฟิวส์เป็นอุปกรณ์แรกที่จะตัดวงจร ปัญหาฟิวส์ตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ในกรณีที่ 3 จึงไม่จำเป็นต้องนำมาพิจารณาอีก

ข้อเสียของวิธีการนี้ คือ เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราวที่สายป้อนย่อยหลังรีโคสเซอร์ การทำงานของฟิวส์จะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับฟิวส์ประสบปัญหาไฟฟ้าดับเป็นระยะเวลาสั้นกว่าเดิม



รูปที่ 4.13 การปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

อย่างไรก็ตาม ปัญหาการตัดวงจรโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคลสเซอร์ซึ่งเกิดจากกระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะไม่เกิดขึ้นกับระบบที่ติดตั้งรีโคลสเซอร์ชนิดที่สามารถตรวจจับทิศทางของกระแสได้ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะการติดตั้งรีโคลสเซอร์ชนิดที่ไม่สามารถตรวจจับทิศทางของกระแสเท่านั้น

4.4.2 กรณีที่ฟิวส์ตัดวงจรก่อนกำหนด

กรณีที่กระแสผิดพลาดสมทบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ฟิวส์ตรวจจับได้มีขนาดสูงเกินไปจนเกิดปัญหาฟิวส์ตัดวงจรเร็วกว่าการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ ปัญหานี้สามารถแก้ไขได้โดยการเปลี่ยนไปใช้ฟิวส์ที่มีขนาดใหญ่ขึ้นเพื่อให้ฟิวส์ตัดวงจรช้าลงเมื่อตรวจจับกระแสผิดพลาดขนาดเท่าเดิม เปิดโอกาสให้การทำงานของรีโคลสเซอร์ได้ทำงานก่อน การเปลี่ยนขนาดฟิวส์ให้ใหญ่ขึ้นนั้นจำเป็นต้องทำควบคู่ไปกับการปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์อื่นๆ เพื่อให้สามารถประสานสัมพันธ์กันได้อย่างถูกต้อง

บทที่ 5

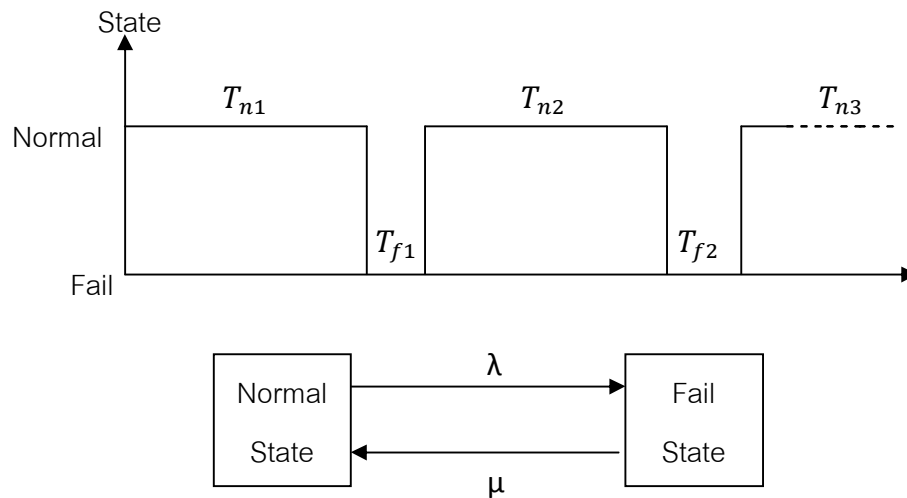
การใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ในการจำลองความผิดพลาดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก อุปกรณ์ป้องกันในระบบมีโอกาสสูญเสียการประสานสัมพันธ์ระหว่างกันตามที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 4 การจำลองความผิดพลาดของระบบในช่วงกรอบเวลาที่พิจารณาเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้น สามารถทำได้โดยใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation) ซึ่งอาศัยการสุ่มตัวเลขขึ้นมาแล้วนำไปแปลงค่าเป็นลักษณะการทำงานต่างๆของอุปกรณ์ในระบบ การจำลองจะถูกทำซ้ำๆจนได้ผลที่มีความถูกต้องตามที่กำหนดค่าไว้ ทำให้วิธีนี้เป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพ สามารถใช้จัดการกับปัญหาที่มีความซับซ้อนได้ดีถึงแม้จะต้องใช้ระยะเวลาการคำนวณสูงก็ตาม

ในบทที่ 5 นี้จะอธิบายถึงแบบจำลองของระบบที่นำมาใช้ หลักการของวิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล และการนำไปประยุกต์ใช้ในการจำลองความผิดพลาดของระบบ โดยมีรายละเอียดดังนี้

5.1 แบบจำลองสองสถานะของมาร์คอฟ (2-State Markov Model) [23]

แบบจำลองสองสถานะของมาร์คอฟเป็นแบบจำลองที่ถูกนำมาใช้แสดงการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในระบบ โดยกำหนดให้อุปกรณ์สามารถถูกซ่อมแซมเพื่อให้กลับมาทำงานใหม่ได้ หลังเกิดความขัดข้องขึ้น แบบจำลองสองสถานะแสดงได้ดังรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 แบบจำลองสองสถานะของมาร์คอฟ

จากรูปที่ 5.1 เราสามารถอธิบายลักษณะของแบบจำลองสองสถานะได้ดังนี้

1. สถานะปกติ (Normal state) หมายถึง สถานะที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ตามปกติ
2. สถานะล้มเหลวหรือขัดข้อง (Fail state) หมายถึง สถานะที่อุปกรณ์เกิดความขัดข้อง ไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ
3. อุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์จะทำงานได้ตามปกติในช่วงระยะเวลาหนึ่ง เช่น T_{n1} แล้วจึงเกิดการขัดข้อง ไม่สามารถทำงานต่อได้และต้องการการซ่อมแซม
4. หลังการซ่อมแซมซึ่งต้องใช้ช่วงระยะเวลาหนึ่ง เช่น T_{f1} อุปกรณ์จะกลับสู่สถานะปกติ และทำงานต่อไปได้

นอกจากนี้เรายังสามารถกำหนดค่าคุณลักษณะการทำงานของอุปกรณ์แต่ละตัวได้ดังนี้

1. MTTF (Mean time to failure) หรือ m หมายถึง ระยะเวลาการทำงานอย่างต่อเนื่องโดยเฉลี่ยก่อนเกิดการล้มเหลวของอุปกรณ์ โดยนับตั้งแต่อุปกรณ์เริ่มทำงานจนถึงจังหวะที่อุปกรณ์เสีย
2. MTTR (Mean time to repair) หรือ r หมายถึง ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์ โดยนับตั้งแต่จังหวะที่อุปกรณ์เริ่มเสียจนกระทั่งถึงจังหวะที่อุปกรณ์กลับไปอยู่ในสถานะปกติ
3. λ (Failure rate) คือ อัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์
4. μ (Repair rate) คือ อัตราการซ่อมแซมอุปกรณ์

จากรูปที่ 5.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าคุณลักษณะการทำงานต่างๆของอุปกรณ์สามารถอธิบายได้โดยใช้สมการ

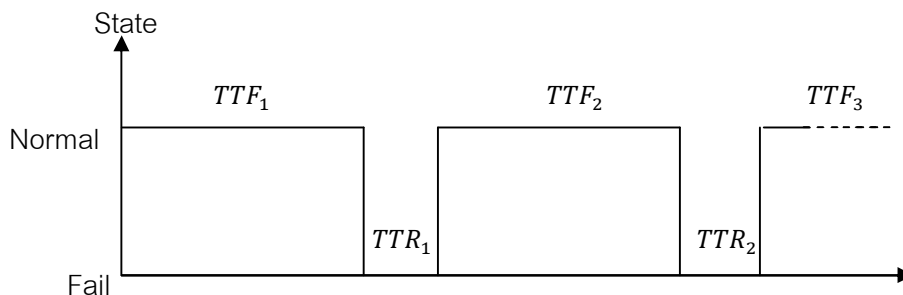
$$MTTF = m = \frac{\sum_{i=1}^{N_f} T_{ni}}{N_f} = \frac{1}{\lambda} \quad (5.1)$$

$$MTTR = r = \frac{\sum_{i=1}^{N_r} T_{fi}}{N_r} = \frac{1}{\mu} \quad (5.2)$$

โดยที่ N_f คือ จำนวนครั้งของการล้มเหลวของอุปกรณ์ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา

N_r คือ จำนวนครั้งของการซ่อมแซมอุปกรณ์ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา

สำหรับการจำลองความผิดปกติของอุปกรณ์ในระบบสามารถทำได้โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลจำลองค่า TTF หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์ทำงานอย่างต่อเนื่องก่อนล้มเหลว และ TTR หรือระยะเวลาซ่อมแซมอุปกรณ์ในแต่ละช่วงดังรูปที่ 5.2 โดยอาศัยค่า λ และ r ตามลำดับ ซึ่งจะอธิบายวิธีการในหัวข้อต่อไป



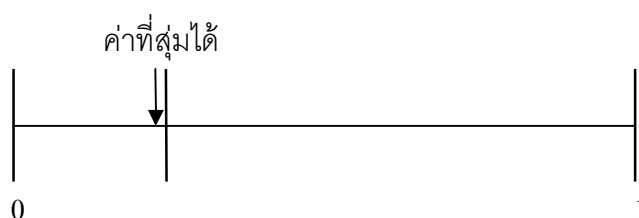
รูปที่ 5.2 แบบจำลองความผิดปกติของอุปกรณ์ในระบบ

5.2 วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation)

วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลคือการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการจำลองพฤติกรรมจริงของระบบโดยใช้วิธีการสุ่มตัวเลขขึ้นมาค่าหนึ่งแล้วนำไปแปลงเป็นลักษณะการทำงานต่างๆของอุปกรณ์ในระบบผ่านทางค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์แต่ละตัว เช่น อัตราการล้มเหลว หรือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์ ซึ่งการสุ่มนี้จะถูกกระทำซ้ำๆจนกระทั่งได้ความถูกต้องของคำตอบตามที่กำหนดไว้ วิธีการนี้มีความสะดวกในการประยุกต์ใช้กับระบบที่มีความซับซ้อนหรือระบบที่มีขนาดใหญ่มากขึ้นซึ่งวิธีการคำนวณภายใต้กฎเกณฑ์ที่แน่นอน (Deterministic method) ไม่เหมาะสมจะนำมาใช้วิเคราะห์ปัญหา เราสามารถจำแนกวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเป็นสองประเภทดังนี้ [24]

5.2.1 การจำลองเหตุการณ์แบบสุ่มโดยไม่มี ความเกี่ยวเนื่องกัน (Random Simulation หรือ Non-Sequential Simulation)

การจำลองเหตุการณ์แบบสุ่มโดยไม่มี ความเกี่ยวเนื่องกันเป็นการจำลองเหตุการณ์ในแต่ละช่วงเวลาเพื่อตรวจสอบว่าอุปกรณ์ที่สนใจเกิดการล้มเหลวขึ้นหรือไม่โดยอาศัยการสุ่มสถานะของระบบ [25] ซึ่งเป็นการสุ่มตัวเลขที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอ (Uniform distribution) ในช่วง $[0,1]$ ขึ้นมาหนึ่งค่าสำหรับอุปกรณ์แต่ละตัว หากตัวเลขที่สุ่มได้มีค่าน้อยกว่าดัชนีความเสี่ยงของอุปกรณ์แสดงว่าอุปกรณ์ตัวนั้นมีเหตุขัดข้องหรือล้มเหลว ดังแสดงในรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 วิธีการสุ่มสถานะการทำงานของแต่ละอุปกรณ์

ข้อดีของวิธีการนี้ คือ การสุ่มทำได้ง่าย อาศัยเพียงแค่ค่าความไม่พร้อมมูลของอุปกรณ์เท่านั้น แต่ถ้าต้องการคำนวณดัชนีของระบบที่เกี่ยวข้องกับความถี่ต้องอาศัยการคำนวณเพิ่มเติมที่ซับซ้อนและเสียเวลามากขึ้น

5.2.2 การจำลองเหตุการณ์แบบเป็นลำดับ (Sequential Simulation)

วิธีนี้จะทำการจำลองเหตุการณ์ของระบบโดยสุ่มค่าตัวเลขขึ้นมาค่าหนึ่งแล้วจึงนำไปคำนวณหาค่าระยะเวลาทำงานอย่างต่อเนื่องก่อนล้มเหลว (Time to failure: TTF) ของอุปกรณ์แต่ละตัวในระบบ ถ้าอุปกรณ์นั้นสามารถซ่อมแซมให้กลับมาใช้งานได้ก็ก็ต้องทำการสุ่มตัวเลขเพื่อคำนวณหาค่าระยะเวลาการซ่อมแซม (Time to repair: TTR) ของอุปกรณ์ตัวนั้น หลังจากนั้นจึงทำซ้ำตามขั้นตอนที่กล่าวมาอย่างต่อเนื่องจนครบตามกรอบเวลาที่พิจารณา แล้วจึงนำผลที่ได้ไปวิเคราะห์หาค่าดัชนีต่างๆตามที่ต้องการต่อไป

วิธีการดังกล่าวนี้ทำให้เราสามารถพิจารณาถึงเงื่อนไขของเวลาและผลของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นก่อนซึ่งส่งผลต่อเหตุการณ์ถัดไป การจำลองเหตุการณ์แบบเป็นลำดับสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 วิธีดังนี้

5.2.2.1 วิธีกำหนดช่วงเวลาคงที่ (Fixed-time-interval method)

วิธีนี้เป็นการจำลองเหตุการณ์เพื่อตรวจสอบระบบไปที่ละลำดับ โดยทุกๆลำดับจะมีช่วงเวลาเท่ากับค่าที่กำหนดขึ้นเป็นค่าคงที่เท่าๆกัน ซึ่งค่าคงที่นี้ขึ้นอยู่กับลักษณะการทำงานของแต่ละระบบ

5.2.2.2 วิธีพิจารณาเหตุการณ์ลำดับถัดไป (Next-event method)

วิธีนี้เป็นการจำลองเหตุการณ์อย่างต่อเนื่อง โดยช่วงเวลาของแต่ละเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นอาจมีค่าไม่เท่ากัน ขึ้นอยู่กับเงื่อนไขต่างๆของเหตุการณ์นั้นๆ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้วิธีพิจารณาเหตุการณ์ลำดับถัดไปในการจำลองการเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5.3 หลักการพื้นฐานของการจำลองเหตุการณ์แบบเป็นลำดับ

5.3.1 การสุ่มตัวเลข [23]

การสุ่มตัวเลขมีความสำคัญมากในการจำลองเหตุการณ์ ตัวเลขที่ถูกสุ่มขึ้นมาโดยมีโอกาสเท่าๆกันที่จะสุ่มได้ค่าใดๆในช่วงระหว่าง 0 ถึง 1 เรียกว่าตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอ (Uniform random numbers) เราสามารถทำการสุ่มตัวเลขโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ซึ่งถูกเขียนขึ้นตามขั้นตอนวิธีสำหรับการสุ่ม (Random number generation algorithms) ตัวเลขที่สุ่มได้จากวิธีนี้จะไม่ใช่ตัวเลขสุ่มที่แท้จริงจึงถูกเรียกว่าตัวเลขสุ่มเทียม (Pseudo-random numbers) วิธีการสุ่มตัวเลขจะต้องมีคุณลักษณะพื้นฐานดังนี้

1. เป็นการสุ่มอย่างไม่เจาะจง และมีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอตลอดขอบเขตที่ใช้ในการสุ่ม
2. มีจำนวนรอบของการสุ่มมากพอสมควรก่อนที่ค่าที่ได้จากการสุ่มจะกลับมามีรูปแบบที่ซ้ำกัน
3. ต้องสามารถทำซ้ำเพื่อให้ได้ชุดของตัวเลขที่มีรูปแบบเหมือนเดิมได้
4. การคำนวณเพื่อสุ่มตัวเลขต้องเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

ขั้นตอนวิธีในการสุ่มตัวเลขที่นิยมใช้มากที่สุด คือการที่ตัวเลขลำดับล่าสุด หรือ X_{i+1} ถูกคำนวณมาจากตัวเลขที่คำนวณได้ในลำดับก่อนหน้า หรือ X_i โดยใช้สมการ

$$X_{i+1} = (AX_i + C)(\text{mod } B) \quad (5.3)$$

ซึ่งสามารถเขียนให้อยู่ในรูป

$$X_{i+1} = AX_i + C - Bk_i \quad (5.4)$$

โดยที่ k_i คือ จำนวนเต็มสูงสุดที่ได้จาก $\frac{(AX_i+C)}{B}$ ซึ่ง A, B, C คือ จำนวนเต็มที่ไม่มีค่าเป็นลบ

เริ่มต้นการสุ่มตัวเลขโดยกำหนดค่าเริ่มต้น X_0 แล้วจึงคำนวณค่าตัวเลขในลำดับต่อไป ออกมาโดยใช้สมการ (5.4) เมื่อได้ตัวเลขออกมาทีละลำดับจนถึงจุดหนึ่ง จะพบว่าชุดของตัวเลขที่สร้างขึ้นเริ่มมีรูปแบบที่ซ้ำกัน ซึ่งลำดับดังกล่าวจะมีค่าไม่เกินค่าของ B

หลังจากได้ชุดตัวเลขที่ถูกสุ่มขึ้นมาตามลำดับ หรือ X_i แล้ว เราสามารถสร้างตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอ หรือ U_i ในช่วง $(0,1)$ โดยใช้สมการ

$$U_i = \frac{X_i}{B} \quad (5.5)$$

5.3.2 การแปลงค่าตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอ [23]

ตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอสามารถนำไปใช้ในการจำลองเหตุการณ์บางรูปแบบได้ทันที แต่สำหรับบางกรณีตัวเลขสุ่มจำเป็นจะต้องถูกแปลงค่าไปเป็นตัวเลขสุ่มรูปแบบอื่นที่เหมาะสมกับการใช้งาน วิธีการที่ใช้ในการแปลงค่า ได้แก่

1. วิธี Inverse transform
2. วิธี Composition
3. วิธี Acceptance rejection

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอธิบายเฉพาะการใช้วิธี Inverse transform เพื่อแปลงค่าตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอให้กลายเป็นการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution) และการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution) ซึ่งเป็นรูปแบบที่จะนำมาใช้จำลองการเกิดความผิดพลาดของระบบไฟฟ้า

5.3.2.1 ตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution)

กำหนดให้ T เป็นข้อมูลที่มีการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียลซึ่งมีรูปแบบของฟังก์ชันความหนาแน่น (Density function) ดังสมการ

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (5.6)$$

โดยที่ $\lambda > 0$ และ $t \geq 0$

ใช้วิธี Inverse transform โดยทำการอินทิเกรตฟังก์ชันความหนาแน่น จะได้

$$U = F_T(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (5.7)$$

โดยที่ F_T คือ ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแบบสะสม (Cumulative probability density function) และ U คือ ตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอในช่วง (0,1)

จากสมการ (5.7) จะได้

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (5.8)$$

แต่ $(1 - U)$ มีการกระจายตัวเช่นเดียวกับ U ดังนั้น

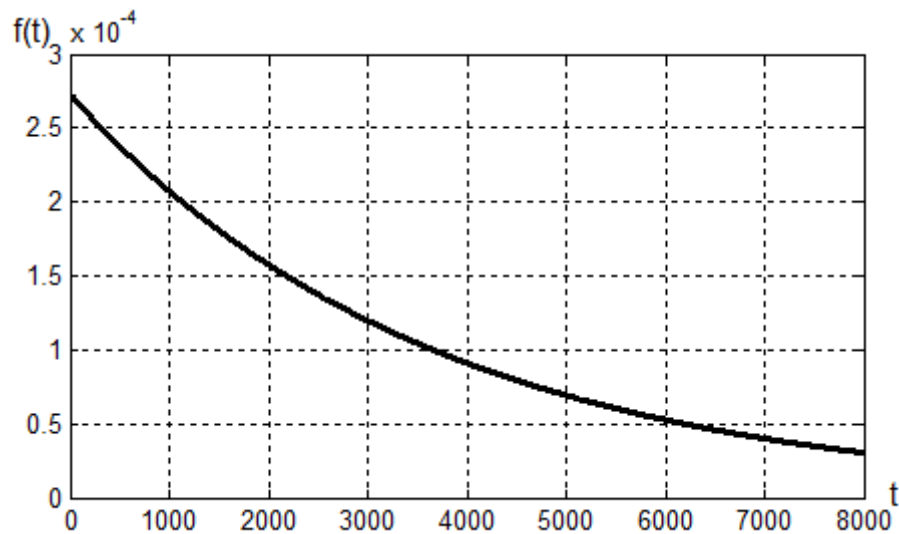
$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (5.9)$$

ลักษณะการกระจายตัวที่เหมาะสมสำหรับแสดงค่า TTF ของอุปกรณ์ คือ การกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล เนื่องจากผลที่ได้จากการคำนวณจะมีค่าใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากกว่าการกระจายตัวรูปแบบอื่นๆ [24]

การแปลงค่าตัวเลขสุ่มที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอในช่วง (0,1) ให้กลายเป็น TTF โดยใช้ฟังก์ชันในโปรแกรม MATLAB มีขั้นตอนดังนี้

1. ใช้คำสั่ง rand เพื่อสุ่มตัวเลขที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอในช่วง (0,1) หรือ U
2. กำหนดอัตราการล้มเหลวของอุปกรณ์เท่ากับ λ
3. แทนค่า U และ λ ในสมการ (5.9) เพื่อคำนวณค่า TTF

ตัวอย่างฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของ TTF ที่มีการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล สำหรับอุปกรณ์ที่มีอัตราการล้มเหลวเท่ากับ 2.74×10^{-4} ครั้งต่อวัน หรือมีค่า $\frac{1}{\lambda}$ เท่ากับ 3650 วัน แสดงได้ดังรูปที่ 5.4 [24]



รูปที่ 5.4 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของ TTF ที่มีการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล สำหรับอุปกรณ์ที่มีอัตราการล้มเหลวเท่ากับ 2.74×10^{-4} ครั้งต่อวัน

5.3.2.2 การกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution)

ข้อมูลที่มีการกระจายตัวแบบปกติจะมีรูปแบบของฟังก์ชันความหนาแน่นดังนี้

$$f_x(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad (5.10)$$

โดยที่ μ คือ ค่าเฉลี่ยเรขาคณิต σ คือค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน และ $-\infty < x < \infty$

เนื่องจากฟังก์ชันความหนาแน่นของการกระจายตัวแบบปกติไม่สามารถถูกอินทิเกรตได้ เราจึงไม่สามารถใช้วิธี Inverse transform ใดๆก็ตาม เราสามารถใช้ฟังก์ชัน randn ในโปรแกรม MATLAB เพื่อสร้างค่าตัวแปรที่มีการกระจายตัวแบบปกติที่มีค่าเฉลี่ยเรขาคณิตเท่า 0 และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 1 ได้

นอกจากนี้เรายังสามารถสร้างค่าตัวแปร x ที่มีการกระจายตัวแบบปกติที่มีค่าเฉลี่ยเรขาคณิตเท่ากับ μ และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ σ โดยใช้ฟังก์ชัน randn ร่วมกับสมการ

$$x = \mu + \sigma z \quad (5.11)$$

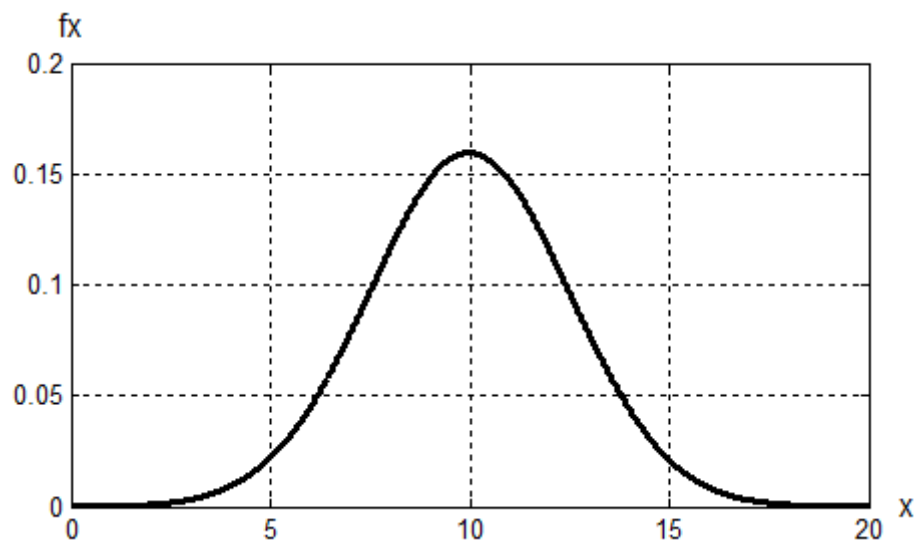
โดยที่ z คือ ตัวแปรที่ถูกสร้างขึ้นโดยใช้ฟังก์ชัน randn

รูปแบบการกระจายตัวแบบปกติจะถูกนำมาใช้แสดงค่าระยะเวลาการซ่อมแซม หรือ TTR ของอุปกรณ์ในระบบ เนื่องจากโดยปกติแล้วอุปกรณ์แต่ละตัวจะมีค่าเฉลี่ยในการซ่อม เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวหนึ่งมีค่าเฉลี่ยในการซ่อม 10 ชั่วโมง ซึ่งในความเป็นจริงแล้วอาจซ่อมเสร็จเร็วหรือช้ากว่าเล็กน้อยก็ได้ เมื่อพิจารณาฟังก์ชันความหนาแน่นของการกระจายตัวแบบปกติแล้วจะพบว่าเหมาะสมที่สุดกับการนำมาใช้แทนลักษณะการซ่อมแซมของอุปกรณ์

จากสมการที่ (5.11) เราสามารถสร้างค่า TTR ของอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซมเท่ากับ r และมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ a เปอร์เซนต์ โดยใช้สมการ

$$TTR = r + \left[\left(\frac{a}{100} \right) r \times z \right] \quad (5.12)$$

ตัวอย่างฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของ TTR สำหรับอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซมเท่ากับ 10 ชั่วโมง และมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 10 เปอร์เซนต์ แสดงได้ดังรูปที่ 5.5



รูปที่ 5.5 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของ TTR ที่มีการกระจายตัวแบบปกติ สำหรับอุปกรณ์ที่มีระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซมเท่ากับ 10 ชั่วโมง และมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 10 เปอร์เซนต์

5.4 การใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในการจำลองการเกิดความผิดพลาดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการจำลองการเกิดความผิดพลาดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อวิเคราะห์ถึงผลกระทบจากการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน โดยหัวข้อนี้จะอธิบายถึงค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่นำมาพิจารณาในการจำลองความผิดพลาด และขั้นตอนการจำลองความผิดพลาด

5.4.1 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่นำมาพิจารณา

5.4.1.1 อัตราการล้มเหลว (Failure rate: λ)

อัตราการล้มเหลวเป็นค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์แต่ละตัวในระบบ หมายถึงความถี่ของการล้มเหลวหรือการขัดข้องของอุปกรณ์นั้นๆ โดยปกติแล้วจะมีหน่วยคือจำนวนครั้งต่อปี

อุปกรณ์ที่จะพิจารณาอัตราการล้มเหลวคือสายป้อนหลักและสายป้อนย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า กำหนดให้ค่า λ_k คืออัตราการล้มเหลวของสายป้อนที่ k ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้การล้มเหลวของสายป้อนมีสาเหตุมาจากการเกิดความผิดพลาดเพียงอย่างเดียวเท่านั้นโดยละเลยสาเหตุอื่นๆ ค่า λ_k ถูกแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ

1. $\lambda_{p,k}$ คือ อัตราการล้มเหลวของสายป้อนที่ k จากการเกิดความผิดพลาดแบบถาวร
2. $\lambda_{t,k}$ คือ อัตราการล้มเหลวของสายป้อนที่ k จากการเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราว

ดังนั้นเราสามารถสรุปได้ว่า λ_k มีค่าเท่ากับอัตราการเกิดความผิดพลาดบนสายป้อนที่ k

5.4.1.2 ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์ (Mean repair time: r)

เมื่อมีความผิดพลาดเกิดขึ้นในระบบ อุปกรณ์ป้องกันที่รับผิดชอบจะทำการตัดวงจรเพื่อกำจัดความผิดพลาด ช่วงระยะเวลาระหว่างที่วงจรถูกตัด สายป้อนที่ติดตั้งอุปกรณ์ตัวนั้นจะยังคงใช้งานไม่ได้ ระบบจะไม่สามารถส่งไฟฟ้าผ่านสายป้อนไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าจนกว่าอุปกรณ์ป้องกันจะถูกปิดวงจรกลับคืนหรือถูกเปลี่ยนใหม่ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซม หรือ r ของแต่ละสายป้อนมีค่าเท่ากับระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซม เปลี่ยน หรือ ปิดวงจรกลับคืนของอุปกรณ์ป้องกันที่ทำการตัดวงจรเนื่องมาจากการเกิดความผิดพลาด ค่า r แบ่งออกเป็น 3 ประเภทตามชนิดของอุปกรณ์ป้องกันที่ทำงาน ดังนี้

1. $r_{CB,k}$ คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการปิดวงจรกลับคืนของเบรกเกอร์เมื่อเกิดความผิดปกติที่สายป้อนที่ k
2. $r_{R,k}$ คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่รีโคสเซอร์ใช้ในการปิดวงจรกลับคืนแบบอัตโนมัติเมื่อเกิดความผิดปกติที่สายป้อนที่ k
3. $r_{Fuse,k}$ คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการเปลี่ยนฟิวส์ตัวใหม่เมื่อเกิดความผิดปกติที่สายป้อนที่ k

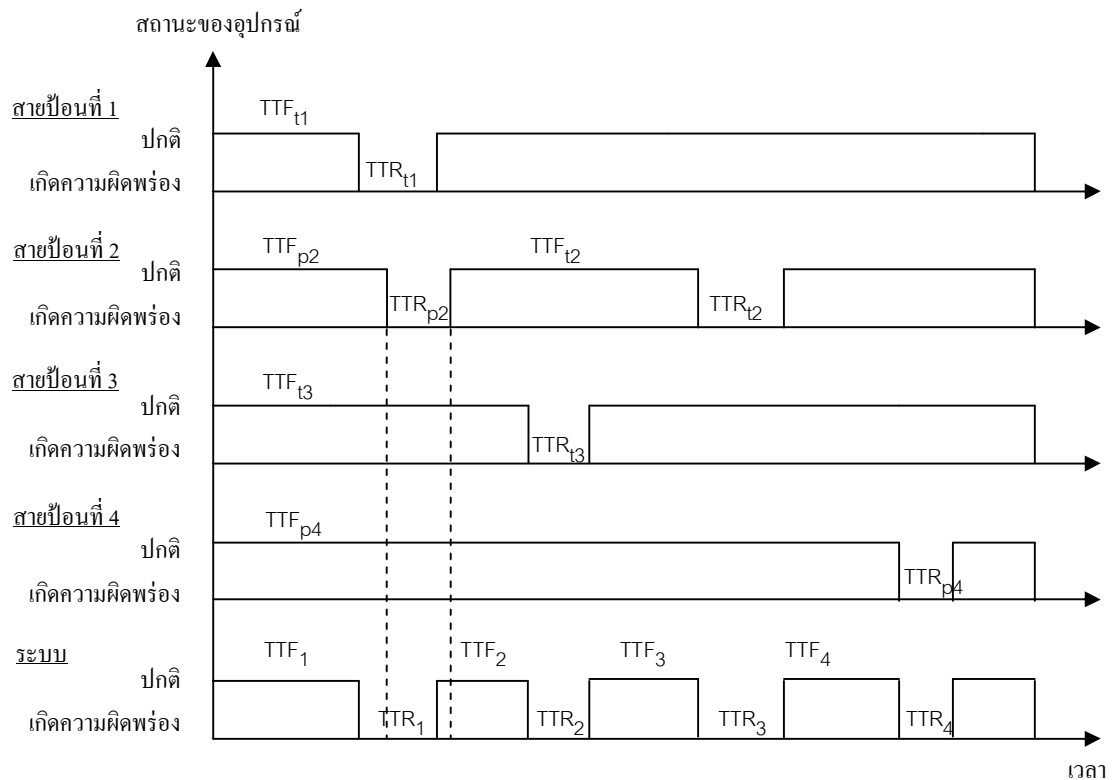
การเลือกใช้ค่า r สำหรับการเกิดความผิดปกติของแต่ละเหตุการณ์ขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ที่ทำการตัดวงจรและแก้ไขความผิดปกติได้สำเร็จในเหตุการณ์นั้นๆ เมื่ออุปกรณ์ป้องกันสูญเสียการประสานสัมพันธ์กันเนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตามที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่ 4 ค่า r จะมีค่าเปลี่ยนไป ตัวอย่างเช่น เมื่อเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวที่สายป้อนย่อยที่ k ด้านหลังรีโคสเซอร์ในระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก รีโคสเซอร์จะทำการตัดวงจรเพื่อกำจัดความผิดปกติและปิดวงจรกลับคืนแบบอัตโนมัติโดยใช้ระยะเวลาเฉลี่ยเท่ากับ $r_{R,k}$ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ด้านหลังรีโคสเซอร์จะพบกับเหตุการณ์ไฟดับเพียงชั่วขณะเท่านั้น แต่ถ้าเกิดความผิดปกติที่ตำแหน่งเดียวกันนี้ในระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ด้านหลังรีโคสเซอร์ ฟิวส์มีโอกาสตัดวงจรก่อนรีโคสเซอร์ (ผลกระทบกรณีที่ 3 ในบทที่ 4) ส่งผลให้ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องกลายเป็น $r_{Fuse,k}$ ทำให้ผู้ใช้ไฟประสบกับเหตุการณ์ไฟดับที่นานขึ้น

สำหรับกรณีการเกิดความผิดปกติที่ทำให้อุปกรณ์หลายตัวทำงาน เช่น เกิดความผิดปกติแบบถาวรบนสายป้อนหลักหลังรีโคสเซอร์ การทำงานแบบเร็วและแบบช้าของรีโคสเซอร์ จะทำงานตามลำดับแต่ไม่สามารถกำจัดความผิดปกติได้ จึงเป็นหน้าที่ของเบรกเกอร์ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ละเลยค่า $r_{R,k}$ ของรีโคสเซอร์ทั้งสองแล้วพิจารณาระยะเวลาเฉลี่ยในการซ่อมแซมรวมเท่ากับค่า r ของอุปกรณ์ที่กำจัดความผิดปกติสำเร็จ ซึ่งในกรณีนี้ก็คือ $r_{CB,k}$ ของเบรกเกอร์เท่านั้น

5.4.2 กระบวนการใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในการจำลองการเกิดความผิดปกติของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

กำหนดให้มีตำแหน่งที่ต้องการจำลองการเกิดความผิดปกติ n ตำแหน่งในระบบ ซึ่งแต่ละตำแหน่งอยู่บนสายป้อนต่างกันจำนวน n สาย แต่ละสายป้อนมีค่าอัตราการล้มเหลว หรือ λ เป็นค่าสถิติการทำงานเฉพาะตัว การจำลองการเกิดความผิดปกติสามารถอธิบายเป็นขั้นตอนได้ ดังนี้

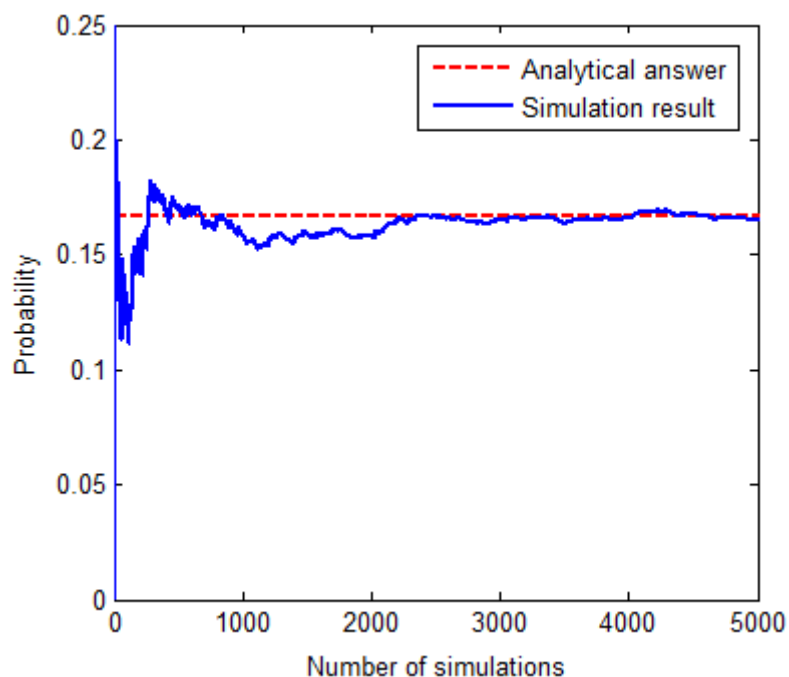
1. พิจารณาสายป้อนเส้นที่ k สุ่มตัวเลขที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอในช่วง $(0,1)$ ขึ้นมาหนึ่งค่า แล้วแปลงค่าเป็น TTF_t หรือ ระยะเวลาการทำงานอย่างต่อเนื่องก่อนเกิดความผิดปกติของแบบชั่วคราวโดยอาศัยค่า $\lambda_{t,k}$ และสมการที่ (5.9)
2. สุ่มตัวเลขที่มีการกระจายตัวอย่างสม่ำเสมอในช่วง $(0,1)$ ขึ้นมาอีกหนึ่งค่า แล้วแปลงค่าเป็น TTF_p หรือ ระยะเวลาการทำงานอย่างต่อเนื่องก่อนเกิดความผิดปกติของแบบถาวรโดยอาศัยค่า $\lambda_{p,k}$ และสมการที่ (5.9)
3. พิจารณาเปรียบเทียบระหว่างค่า TTF_t และ TTF_p
 ถ้า $TTF_t < TTF_p$ แสดงว่า ระบบเกิดความผิดปกติของแบบชั่วคราว
 ถ้า $TTF_p < TTF_t$ แสดงว่า ระบบเกิดความผิดปกติของแบบถาวร
4. พิจารณาว่าอุปกรณ์ป้องกันประเภทใดจะต้องทำการตัดวงจรในกรณีความผิดปกติที่เกิดขึ้นเพื่อเลือกค่า r ที่เหมาะสม แล้วจึงสุ่มตัวเลขที่มีการกระจายแบบสม่ำเสมอในช่วง $(0,1)$ ขึ้นมาหนึ่งค่า แล้วแปลงค่าเป็น TTR โดยใช้สมการที่ (5.12)
5. ทำขั้นตอนที่ 1. ถึง 4. ซ้ำสำหรับสายป้อนเดิมจนกว่าจะได้แบบจำลองการทำงานและการเกิดความผิดปกติของแบบชั่วคราวของสายป้อนที่ k ในช่วงกรอบเวลาที่พิจารณา เช่น 1 ปี หรือ 8,760 ชั่วโมง
6. ทำขั้นตอนที่ 1 ถึง 5. ซ้ำสำหรับสายป้อนทุกสายที่พิจารณา
7. สร้างแบบจำลองการทำงานและการเกิดความผิดปกติของระบบ โดยละเอียดการเกิดความผิดปกติซ้ำซ้อนในขณะที่มีสายป้อนอื่นอยู่ในสถานะล้มเหลว ดังแสดงในรูปที่ 5.6
8. คำนวณค่าดัชนีต่างๆของระบบซึ่งจะแสดงรายละเอียดในบทต่อไป
9. ทำขั้นตอนที่ 1. ถึง 8. ซ้ำจนกว่าจะครบตามจำนวนรอบที่กำหนดไว้ หรือจนกว่าผลที่ได้จะมีความถูกต้องเพียงพอ ซึ่งวิธีการกำหนดจำนวนรอบนี้จะถูกอธิบายในหัวข้อต่อไป



รูปที่ 5.6 แบบจำลองการทำงานและการเกิดความผิดพลาดของระบบ

5.4.3 จำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์ [23], [24]

รูปที่ 5.7 แสดงค่าความน่าจะเป็นของการทอยลูกเต๋าแล้วได้แต้มเท่ากับหนึ่งจากการใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเปรียบเทียบกับค่าที่คำนวณได้จากการวิเคราะห์ (Analytical answer) ซึ่งเป็นผลตอบที่ถูกต้อง เมื่อพิจารณาจะพบว่าเมื่อเพิ่มจำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์ ผลตอบที่ได้จะมีค่าเข้าใกล้ผลตอบที่ถูกต้องมากยิ่งขึ้น



รูปที่ 5.7 ค่าความน่าจะเป็นของการทอยลูกเต๋าแล้วได้แต้มเท่ากับหนึ่ง

ดังนั้นเพื่อให้ได้ผลตอบจากการจำลองเหตุการณ์ที่มีค่าใกล้เคียงกับความเป็นจริง เราจึงต้องกำหนดจำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์อย่างเหมาะสมโดยใช้กฎการหยุดการจำลองเหตุการณ์ (Stopping rules) ซึ่งมีด้วยกัน 2 วิธี คือ

1. Pre-specified number of trials
2. Pre-specified precision

สำหรับวิธีแรก เราจะกำหนดจำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์เป็นค่าคงที่เอาไว้ล่วงหน้า ผลตอบที่ได้จากการใช้แนวทางนี้อาจขาดความน่าเชื่อถือ ยกเว้นในกรณีที่เราสามารถเข้าใจพฤติกรรมล่วงหน้าของระบบได้เป็นอย่างดี อย่างไรก็ตามเราสามารถ应用技术การลดค่าความแปรปรวน (Variance reduction techniques) ร่วมกับวิธีนี้ได้

วิธีที่สองจะเป็นการกำหนดค่าระดับความแม่นยำ (Degree of precision) หรือกำหนดช่วงของความเชื่อมั่นของผลตอบ (Confidence interval) เอาไว้ล่วงหน้า ซึ่งวิธีนี้จะไม่เหมาะสมต่อการนำมาใช้ร่วมกับเทคนิคการลดค่าความแปรปรวน โดยจะมีการคำนวณหาค่าความผิดพลาดสัมพัทธ์ (Relative error) หรือ ค่าความไม่แน่นอน (Uncertainty) หลังจากการจำลองเหตุการณ์ในแต่ละรอบ เมื่อค่าที่ได้จากการคำนวณน้อยกว่าค่า Pre-specified precision ที่กำหนดไว้ ก็

สามารถหยุดการจำลองเหตุการณ์ได้ ในกรณีที่เรากำหนดค่า Pre-specified precision ไว้ต่ำจนเกินไป ปัญหาการใช้จำนวนรอบในการจำลองเหตุการณ์ที่มากเกินไปอาจเกิดขึ้นได้ ดังนั้นการกำหนดจำนวนรอบสูงสุดเอาไว้ด้วยก็จะเป็นประโยชน์สำหรับวิธีการนี้

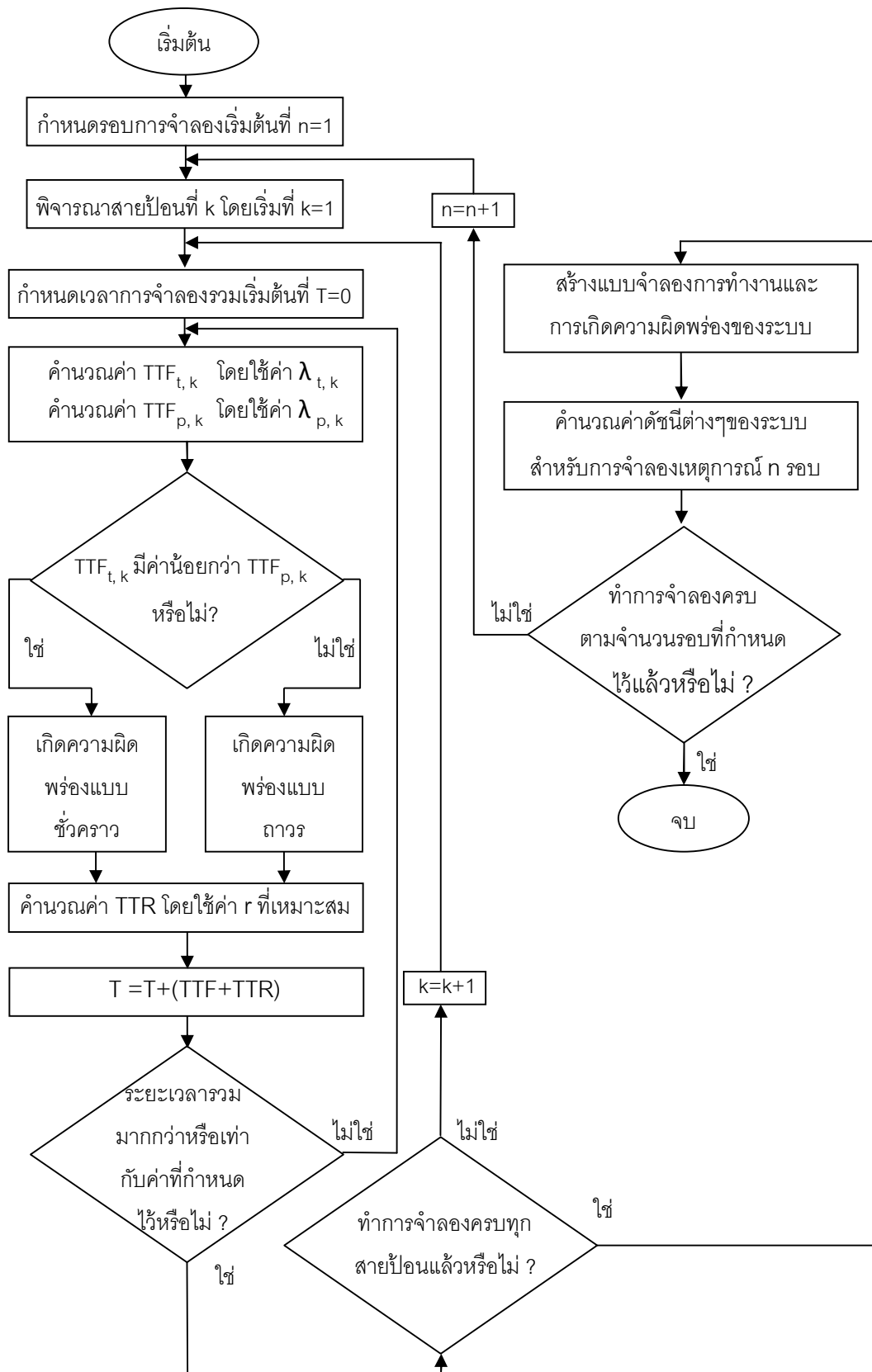
ค่าที่สามารถนำมากำหนดเป็นค่า Pre-specified precision สำหรับการหยุดจำลองเหตุการณ์ ได้แก่ ค่าความไม่แน่นอนสัมพัทธ์ (Relative uncertainty) ซึ่งมีสมการดังนี้

$$\text{Relative uncertainty} = \frac{s}{\bar{x}\sqrt{n}} \quad (5.13)$$

โดยที่ \bar{x} คือ ค่าเฉลี่ยเลขคณิตของข้อมูล
 s คือ ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของข้อมูล
 n คือ จำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดจำนวนรอบการจำลองเหตุการณ์โดยใช้วิธีการทั้งสองร่วมกัน กล่าวคือก่อนจะเริ่มการจำลองเหตุการณ์ ค่าจำนวนรอบจะถูกกำหนดเอาไว้เป็นค่าคงที่ซึ่งมีค่ามากเกินไปที่จะทำให้ค่าความไม่แน่นอนสัมพัทธ์ของผลตอบมีค่าน้อยกว่า 1%

จากวิธีการทั้งหมด เราสามารถเขียนเป็นผังกระบวนการจำลองความผิดพลาดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลดังแสดงในรูปที่ 5.8



รูปที่ 5.8 ผังกระบวนการจำลองเหตุการณ์ความผิดพลาดของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

บทที่ 6

ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

ในบทที่ 4 ได้กล่าวถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน เนื่องจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในกรณีต่างๆ บทที่ 6 นี้จะนำเสนอวิธีการประเมินผลกระทบดังกล่าวโดยใช้ดัชนีชี้วัด 2 ดัชนี ได้แก่ ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน (Protection Miscoordination Index: PMI) และดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS}) ซึ่งการคำนวณค่าดัชนีทั้งสองจะต้องอาศัยการจำลองความผิดพลาดของระบบจำหน่ายโดยใช้วิธีการที่ได้กล่าวไปแล้วในบทที่ผ่านมา นอกจากนี้ดัชนีทั้งสองยังถูกนำมาใช้ในการกำหนดขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆโดยไม่ส่งผลกระทบต่อระบบป้องกัน หรือไม่มีผลต่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายของโหลดในระบบ รายละเอียดทั้งหมดแสดงได้ดังนี้

6.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

(Protection Miscoordination Index: PMI)

จากที่ได้กล่าวไปแล้วว่าเมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก จะมีกระแสผิดพลาดสมทบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมจากระบบดั้งเดิม เราสามารถประเมินผลกระทบจากขนาดและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่ออัตราสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยใช้ค่า PMI

ค่า PMI สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตขนาดหนึ่งที่ตำแหน่งติดตั้งตำแหน่งหนึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการ

$$PMI = \frac{NFm_1 + NFm_2 + NFm_3 + \dots + NFm_n}{n} \quad (6.1)$$

หรือ

$$PMI = \frac{\sum_{i=1}^n NFm_i}{n} \quad (6.2)$$

โดยที่ NFm_i = จำนวนเหตุการณ์การเกิดความผิดพลาดทั้งหมดที่ทำให้ระบบป้องกันสูญเสียการประสานสัมพันธ์ในปีที่ i

n = จำนวนปีทั้งหมดที่ทำการจำลองเหตุการณ์

ค่าของ PMI ที่คำนวณได้ คือ อัตราการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน มีหน่วยคือจำนวนครั้งต่อหนึ่งปี ถ้า PMI มีค่าสูงขึ้น ระบบก็จะมีโอกาสประสบกับการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันมากยิ่งขึ้น ดังนั้นเราสามารถนำค่า PMI ไปใช้ในการประเมินและเปรียบเทียบระหว่างการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆกันได้

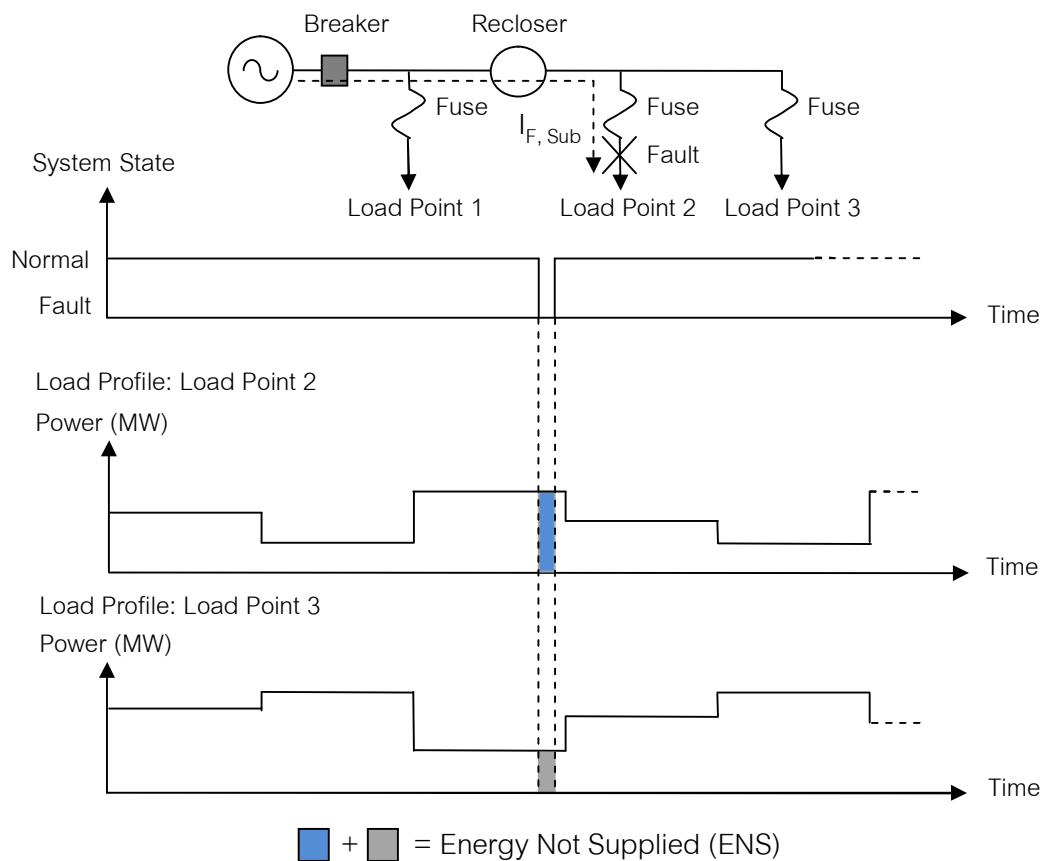
ในทางปฏิบัติแล้วการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต้องถูกติดตั้งพร้อมกับอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะต้องถูกปลดการจ่ายไฟออกจากระบบจำหน่ายก่อนที่รีโคสเซอร์ของระบบจำหน่ายจะทำงาน แต่สำหรับการคำนวณค่า PMI ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะไม่พิจารณาการตัดการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เพื่อศึกษาถึงผลกระทบในกรณีที่รุนแรงที่สุด

6.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS})

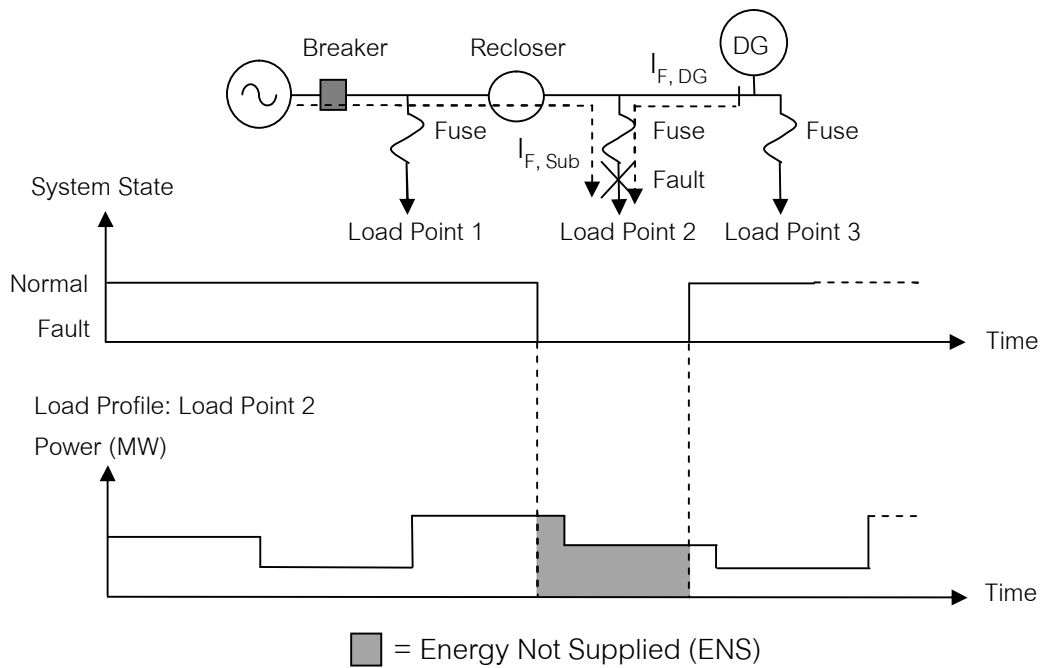
ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าดั้งเดิมที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้น อุปกรณ์ป้องกันจะทำงานตามลำดับอย่างถูกต้องโดยส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุด หลังจากตัดวงจรแล้ว โหลดที่เชื่อมต่ออยู่กับอุปกรณ์ป้องกันนั้นจะไม่ได้มีการจ่ายไฟฟ้า ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง เราสามารถคำนวณค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Energy not supplied: ENS) เนื่องจากการเกิดความผิดพลาดดังแสดงในรูปที่ 6.1 และ 6.2

ในกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบจำหน่าย เมื่อเกิดความผิดพลาดและระบบป้องกันสูญเสียการประสานสัมพันธ์ ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจะเปลี่ยนไป ซึ่งอาจส่งผลให้ระยะเวลาที่โหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นและทำให้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายมีค่าสูงขึ้น ตัวอย่างเช่น ในรูปที่ 6.1 แสดงการเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราวในระบบ

ดั้งเดิมซึ่งการทำงานแบบเร็วของรีโคลอสเซอร์สามารถตัดวงจรเพื่อกำจัดความผิดปกติและปิดวงจรกลับได้ในเวลาอันรวดเร็ว จุดโหลดที่ 2 และ 3 จะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าเป็นระยะเวลาที่สั้นมากจนสามารถละเลยค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายในกรณีนี้ไปได้ ในขณะที่รูปที่ 6.2 ระบบป้องกันสูญเสียการประสานสัมพันธ์ทำให้ฟิวส์ตัดวงจรก่อนแทนที่จะเป็นรีโคลอสเซอร์ โหลดที่เชื่อมต่อกอยู่กับฟิวส์จะไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าเป็นระยะเวลานานและพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการเกิดความผิดปกติในกรณีนี้ก็จะมีความสูงขึ้นเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม



รูปที่ 6.1 พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติ
ในระบบที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก



รูปที่ 6.2 พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดในระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์

ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS}) เป็นดัชนีที่คำนวณจากค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการเกิดความผิดพลาดของระบบที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กใน 1 ปี เปรียบเทียบกับระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เราสามารถคำนวณค่า PMI_{ENS} โดยใช้สมการ

$$PMI_{ENS} = \frac{(ENS_{DG,1} + ENS_{DG,2} + ENS_{DG,3} + \dots + ENS_{DG,n})}{(ENS_{Base,1} + ENS_{Base,2} + ENS_{Base,3} + \dots + ENS_{Base,n})} \quad (6.3)$$

หรือ

$$PMI_{ENS} = \frac{\sum_{i=1}^n ENS_{DG,i}}{\sum_{i=1}^n ENS_{Base,i}} \quad (6.2)$$

โดยที่ $ENS_{DG,i}$ = ผลรวมของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการเกิดความผิดพลาดของระบบที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในปีที่ i

$ENS_{Base,i}$ = ผลรวมของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการเกิดความผิดพลาดของระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในปีที่ i

n = จำนวนปีทั้งหมดที่ทำการจำลองเหตุการณ์

PMI_{ENS} ที่คำนวณได้จะไม่มีหน่วย ถ้า PMI_{ENS} มีค่าสูงแสดงว่าระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายสูงเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิมซึ่งเป็นผลมาจากการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน ถ้า PMI_{ENS} มีค่าใกล้เคียง 1.0 มากแสดงว่าระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไม่มีผลต่อการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน หรือการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีนั้นไม่มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย

จากการทดสอบค่า PMI_{ENS} ในกรณีต่างๆพบว่า ถ้าเรากำหนดค่า PMI_{ENS} โดยพิจารณาทั้งการเกิดความผิดพลาดแบบถาวรและการเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราว ค่า ENS_{DG} และ ENS_{Base} ที่คำนวณได้จะมีค่าสูงเนื่องจากรีโคสเซอร์ไม่สามารถกำจัดความผิดพลาดแบบถาวรได้ จึงต้องเป็นหน้าที่ของเบรกเกอร์หรือฟิวส์เท่านั้น ดังนั้นเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบถาวร โหลดจะไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเป็นระยะเวลานาน ทำให้ผลรวมของพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายมีค่าสูง และค่า PMI_{ENS} ไม่สามารถแสดงความแตกต่างของระบบดั้งเดิมและระบบที่มีปัญหาได้อย่างชัดเจน ตัวอย่างเช่น เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบถาวรที่สายป้อนย่อยหลังรีโคสเซอร์ในระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งฟิวส์สูญเสียการประสานสัมพันธ์กับรีโคสเซอร์ ฟิวส์จะทำการตัดวงจรก่อนรีโคสเซอร์ตามที่ได้กล่าวไปแล้ว ในขณะที่ระบบดั้งเดิมซึ่งไม่มีปัญหาเรื่องการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน การทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์จะทำงานก่อนอย่างถูกต้องแต่ก็ไม่สามารถกำจัดความผิดพลาดแบบถาวรได้ สุดท้ายแล้วก็ต้องเป็นหน้าที่ของฟิวส์ในการตัดวงจร ทำให้ผลที่ได้จากการคำนวณพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากความผิดพลาดสำหรับทั้งสองกรณีมีค่าไม่แตกต่างกัน

จากที่กล่าวมาทั้งหมด สามารถสรุปหลักการคำนวณค่า PMI_{ENS} ได้ดังนี้

1. พิจารณาเฉพาะการเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราว เพื่อให้ค่า PMI_{ENS} สามารถนำไปใช้แสดงผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันได้อย่างชัดเจน
2. ไม่นำระยะเวลาที่โหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าจากการตัดวงจรของรีโคสเซอร์มาพิจารณาในการคำนวณค่า PMI_{ENS} เนื่องจากมีระยะเวลาที่สั้นเกินไปจนสามารถละเลยได้ ดังนั้น PMI_{ENS} จะพิจารณาเฉพาะผลจากกรณีที่ฟิวส์ตัดวงจรก่อนรีโคสเซอร์อย่างไม่ต้องสงสัยก็คือปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 และกรณีที่ 7 ในบทที่ 4

3. ไม่พิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ได้รับการจ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กของระบบ ส่วนที่ถูกตัดวงจรแยกออกจากระบบหลัก (ไม่พิจารณาการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ หรือ Islanding)
4. ไม่พิจารณาการตัดการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเมื่อเกิดความผิดปกติ เช่นเดียวกับการคำนวณค่า PMI

ข้อแตกต่างระหว่างดัชนีชี้วัดที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กับดัชนีชี้วัดมาตรฐานของระบบไฟฟ้า เช่น SAIFI หรือ ENS คือ ดัชนีชี้วัดที่นำเสนอเป็นดัชนีที่คำนวณจากการเปรียบเทียบกับค่าฐาน ทำให้สามารถทราบได้ทันทีว่าระบบในกรณีต่างๆเกิดปัญหาขึ้นมากน้อยเพียงใดเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิมที่ไม่มีปัญหา นอกจากนี้ดัชนีที่นำเสนอยังคำนวณขึ้นโดยคำนึงถึงผลที่เกิดจากการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันเพียงอย่างเดียวเท่านั้น ทำให้สามารถชี้วัดผลกระทบที่เกิดขึ้นได้อย่างชัดเจน

6.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

6.3.1 พิจารณาขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจาก PMI

เราสามารถหาค่า PMI ในการหาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งใดๆได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน ระบบที่มีค่า PMI เท่ากับศูนย์หมายความว่าเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น ระบบนั้นจะไม่มีความเสี่ยงต่อปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน ดังนั้นขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำให้ระบบมีค่า PMI เท่ากับศูนย์สำหรับตำแหน่งติดตั้งใดๆก็คือขนาดสูงสุดที่สามารถนำมาติดตั้ง ณ ตำแหน่งนั้นได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

6.3.2 พิจารณาขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจาก PMI_{ENS}

เราสามารถหาค่า PMI_{ENS} ในการหาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งได้โดยไม่ทำให้ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติสูงขึ้นกว่าระบบดั้งเดิม ระบบที่มีค่า PMI_{ENS} ใกล้เคียง 1.0 หมายความว่าระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้น มีค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติเท่ากับระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ดังนั้นขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำให้ระบบมีค่า PMI_{ENS} ใกล้เคียง 1.0 เช่น มีค่าอยู่ในช่วงระหว่าง 0.98 –

1.02 สำหรับตำแหน่งติดตั้งใด ๆ ก็คือขนาดสูงสุดที่สามารถนำมาติดตั้ง ณ ตำแหน่งนั้นได้โดยไม่มีผลกระทบต่อพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดของระบบ

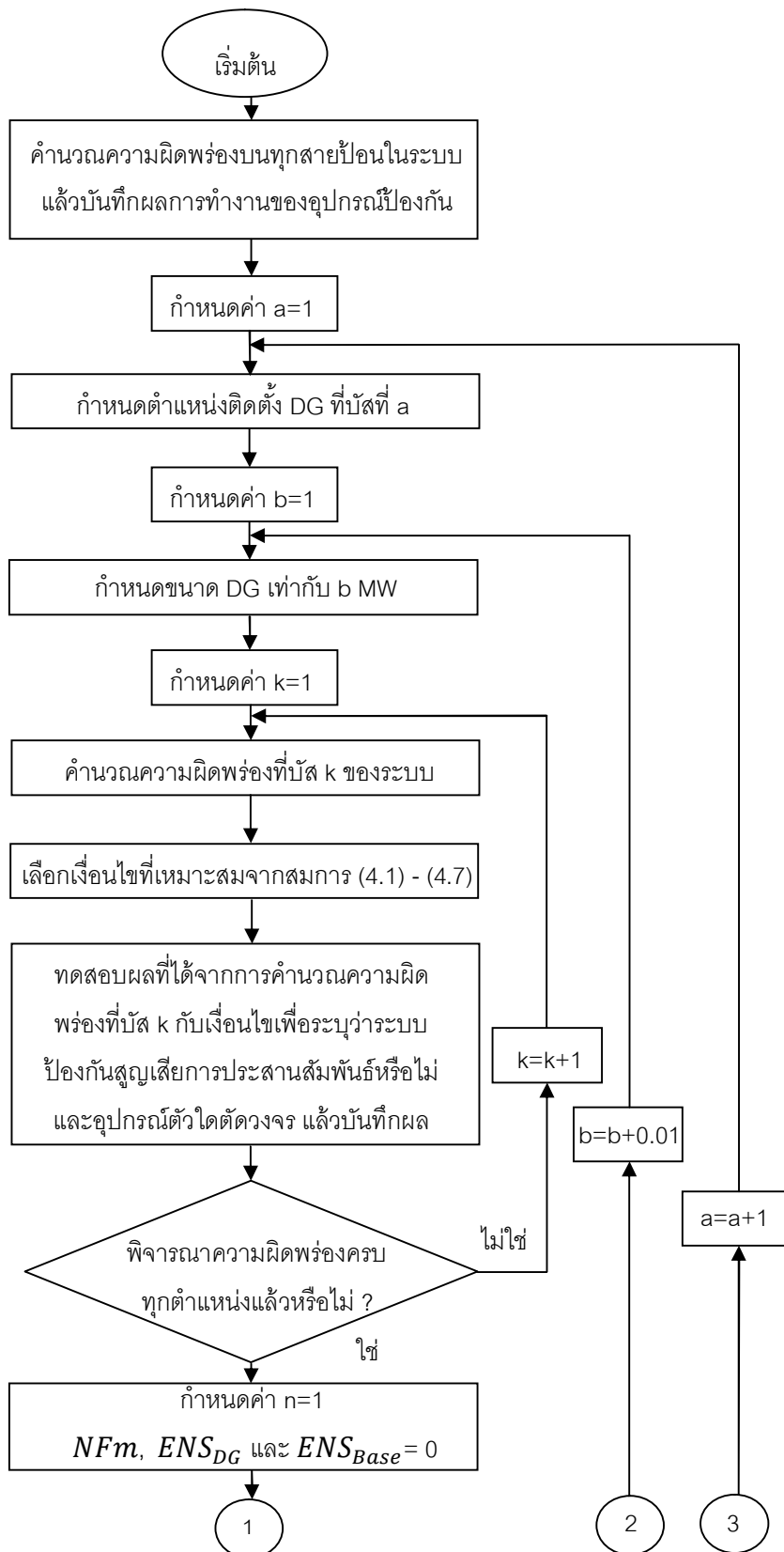
6.4 กระบวนการทดสอบดัชนี PMI และ PMI_{ENS} ของระบบ และการหาขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆในระบบ

การทดสอบดัชนี PMI และ PMI_{ENS} ของระบบ รวมถึงการหาขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆมีขั้นตอนดังนี้

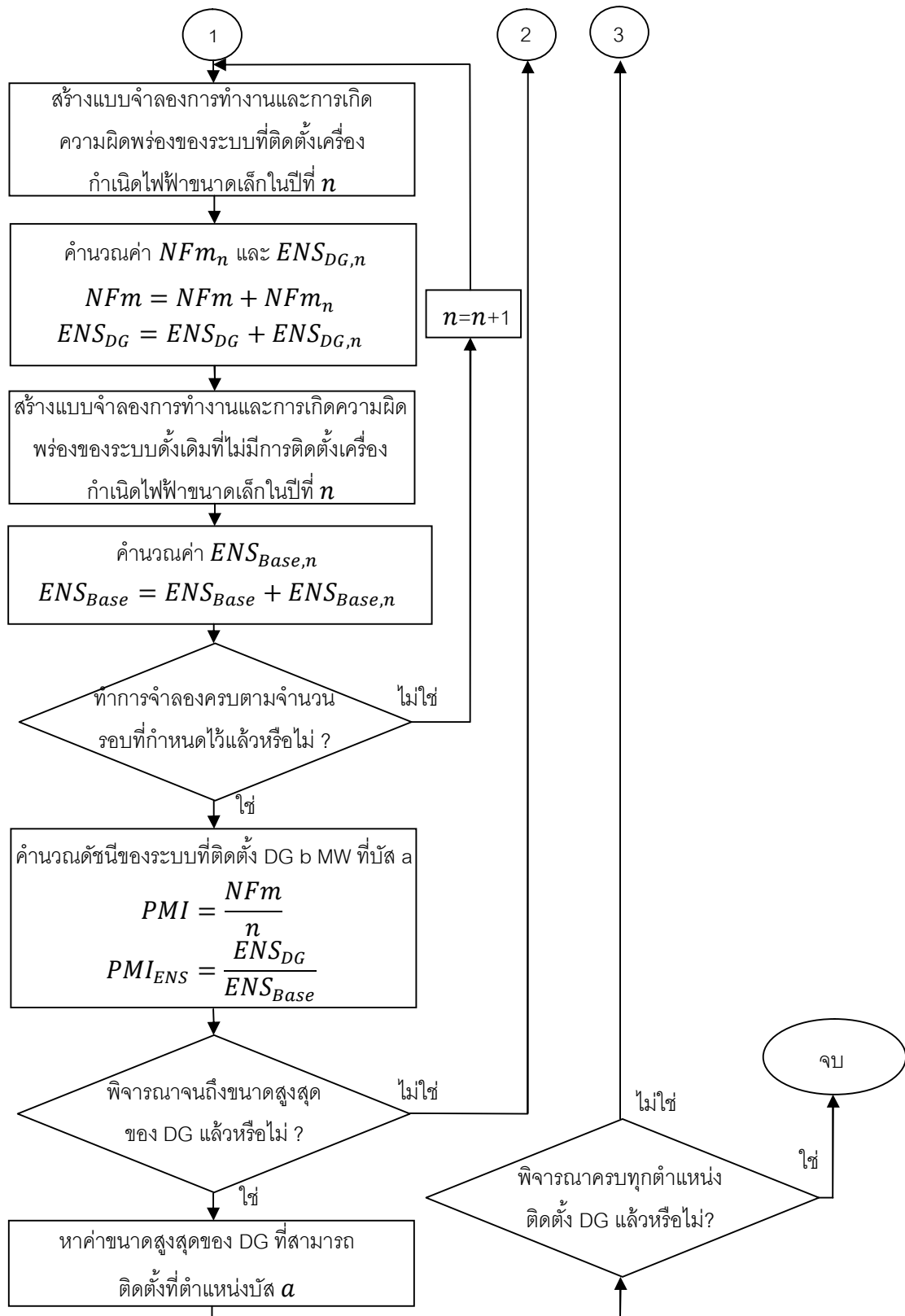
1. คำนวณการเกิดความผิดพลาดทั้งแบบชั่วคราวและถาวรที่ทุกสายป้อนในระบบที่ยังไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก พิจารณาว่าอุปกรณ์ป้องกันประเภทจะทำการตัดวงจรในแต่ละกรณีแล้วบันทึกผลที่ได้
2. กำหนดตำแหน่งที่จะนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไปติดตั้งที่บัส a
3. กำหนดขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเท่ากับ b MW โดยเริ่มต้นที่ขนาด $b = 1$ MW
4. คำนวณการเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนที่ k โดยเริ่มต้นที่ $k = 1$
5. เลือกเงื่อนไขการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันที่เหมาะสมจากสมการ (4.1) - (4.7) ในบทที่ 4
6. นำผลที่ได้จากการคำนวณการเกิดความผิดพลาดในขั้นตอนที่ 4 ไปทดสอบกับเงื่อนไขที่เลือก เพื่อพิจารณาว่าระบบเกิดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันหรือไม่ และอุปกรณ์ป้องกันประเภทใดจะทำการตัดวงจร โดยพิจารณาทั้งการเกิดความผิดพลาดแบบชั่วคราวและความผิดพลาดแบบถาวรแล้วบันทึกข้อมูลที่ได้
7. ทำซ้ำขั้นตอนที่ 4. – 6. จนกระทั่งคำนวณการเกิดความผิดพลาดครบทุกสายป้อนแล้วบันทึกผลที่ได้
8. กำหนดจำนวนรอบที่จะใช้ในการจำลองเหตุการณ์ของระบบ โดยให้แต่ละรอบมีระยะเวลาเท่ากับ 8,760 ชั่วโมง โดยเริ่มต้นที่รอบ $n = 1$
9. กำหนดค่า $NFm = 0$, $ENS_{DG} = 0$ และ $ENS_{Base} = 0$
10. สร้างแบบจำลองการทำงานและการเกิดความผิดพลาดของระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในปีที่ n โดยใช้วิธีการในบทที่ 5 และอาศัยผลการคำนวณที่บันทึกไว้จากขั้นตอนที่ 7. ในการเลือกค่า r ที่เหมาะสม และระบุว่าเหตุการณ์การเกิด

- ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นแต่ละกรณีมีการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันหรือไม่
11. คำนวณค่าต่างๆที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์ในปีที่ n จากขั้นตอนที่ 10
 - 11.1 จำนวนเหตุการณ์การสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน = NFm_n
 - 11.2 ผลรวมพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากความผิดพลาด = $ENS_{DG,n}$
 - 11.3 $NFm = NFm + NFm_n$
 - 11.4 $ENS_{DG} = ENS_{DG} + ENS_{DG,n}$
 12. สร้างแบบจำลองการทำงานและการเกิดความผิดพลาดของระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในปีที่ n โดยใช้วิธีการในบทที่ 5 และอาศัยผลการคำนวณที่บันทึกไว้จากขั้นตอนที่ 1 ในการเลือกค่า r ที่เหมาะสม
 13. คำนวณค่าต่างๆที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์ในปีที่ n จากขั้นตอนที่ 12
 - 13.1 ผลรวมพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากความผิดพลาด = $ENS_{Base,n}$
 - 13.2 $ENS_{Base} = ENS_{Base} + ENS_{Base,n}$
 14. ทำขั้นตอนที่ 10. ถึง 13. ซ้ำจนครบตามจำนวนรอบที่กำหนดไว้
 15. คำนวณค่าดัชนีของระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด b MW ที่บัส a
 - 15.1 $PMI = \frac{NFm}{n}$
 - 15.2 $PMI_{ENS} = \frac{ENS_{DG}}{ENS_{Base}}$
 16. ทำซ้ำขั้นตอนที่ 3. – 15. โดยเพิ่มขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กคราวละ 0.01 MW จนถึงขนาดสูงสุดที่พิจารณา
 17. หาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งบัส a โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS}
 18. ทำซ้ำขั้นตอนที่ 2.–17. จนครบทุกตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่พิจารณา

ขั้นตอนทั้งหมดสามารถเขียนเป็นผังกระบวนการทดสอบดังนี้ PMI และ PMI_{ENS} ของระบบ รวมถึงการหาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆได้ดังรูปที่ 6.3 และ



รูปที่ 6.3 (ก.) ผังกระบวนการทดสอบดัชนี PMI และ PMI_{ENS} ของระบบ และการหาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆ



รูปที่ 6.4 (ก.) ผังกระบวนการทดสอบดัชนี PMI และ PMI_{ENS} ของระบบ และการหาค่าขนาดสูงสุด
ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆ

บทที่ 7

ผลการทดสอบและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

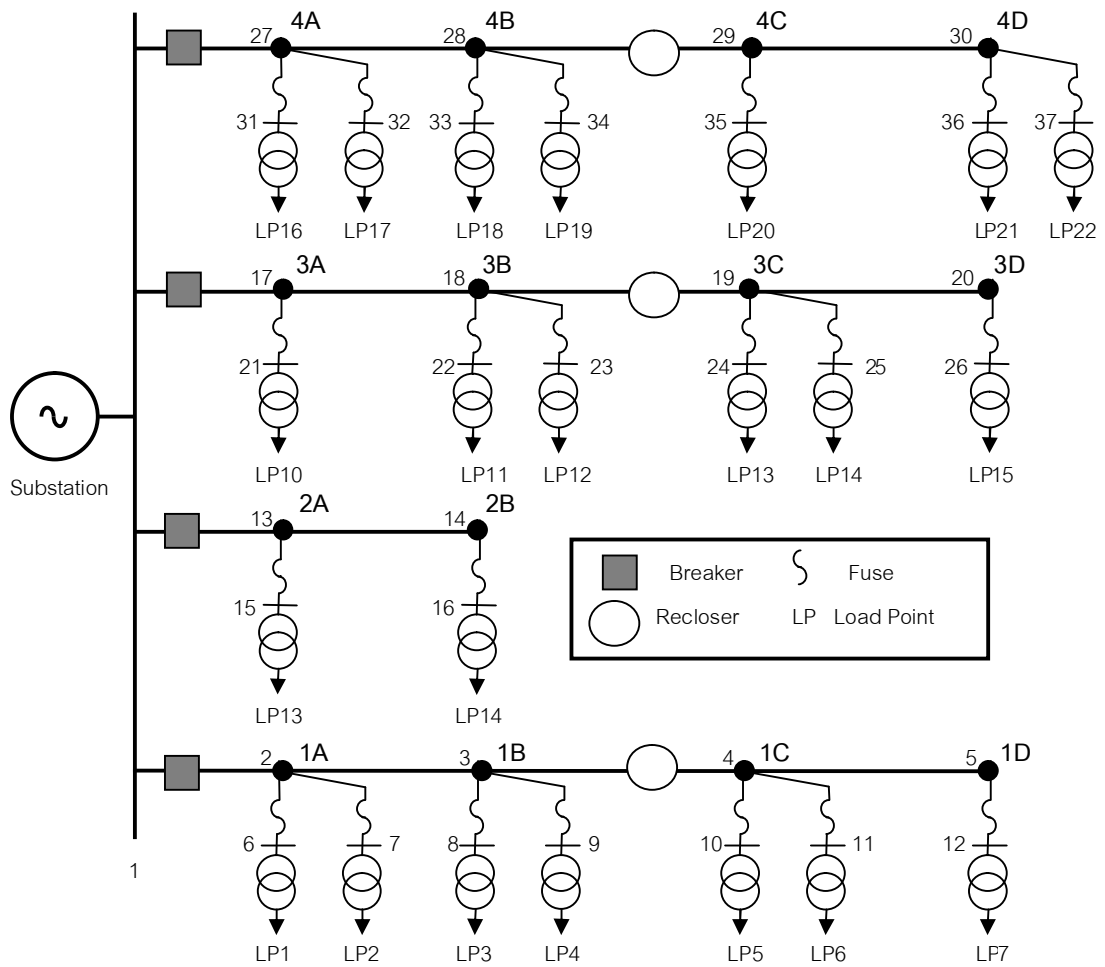
ในบทที่ 7 นี้จะนำวิธีการที่พัฒนาขึ้นเพื่อคำนวณค่าดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันมาทดสอบกับระบบทดสอบ 2 ระบบ คือ RBTS BUS 2 และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นอกจากนี้ยังนำเสนอการปรับปรุงระบบป้องกันด้วยวิธีการต่างๆ เพื่อให้ระบบมีค่าดัชนีที่ดีขึ้น ค่าดัชนีที่คำนวณได้จะถูกนำมาประยุกต์ใช้ในการกำหนดขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งในแต่ละตำแหน่ง ผลการทดสอบในแต่ละกรณีจะถูกนำมาวิเคราะห์และเปรียบเทียบกัน

7.1 ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่นำมาใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ คือ ระบบทดสอบ RBTS BUS 2 (Roy Billinton Test System Bus 2) [26] ซึ่งเป็นระบบมาตรฐานที่ใช้ในการทดสอบระบบจำหน่ายไฟฟ้า และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [22] เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะถูกนำมาติดตั้งในระบบทั้งสองนี้ที่ตำแหน่งและขนาดต่างๆกัน หลังจากนั้นจึงทำการคำนวณค่าดัชนีต่างๆ ระบบทดสอบทั้งสองมีรายละเอียดดังนี้

7.1.1 ระบบทดสอบ RBTS BUS 2

ระบบทดสอบ RBTS BUS 2 แสดงได้ดังรูปที่ 7.1 ระบบดั้งเดิมจะถูกดัดแปลงให้มีความยาวของสายมากขึ้นเป็น 5 เท่า และเปลี่ยนขนาดของแรงดันจาก 11 kV ให้เป็น 22 kV เพื่อให้ใกล้เคียงกับลักษณะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ความยาวและค่าอิมพีแดนซ์ของสายแสดงไว้ในตารางที่ 7.1 และ 7.2 ตามลำดับ ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแสดงไว้ในตารางที่ 7.3 และข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าแสดงไว้ในตารางที่ 7.4



รูปที่ 7.1 ระบบทดสอบ RBTS BUS 2

ตารางที่ 7.1 ข้อมูลความยาวของสายป้อนของ RBTS BUS 2

หมายเลขสายป้อน	จากบัส	ถึงบัส	ความยาว (km)	หมายเลขสายป้อน	จากบัส	ถึงบัส	ความยาว (km)
1	1	2	3.75	19	18	22	3.75
2	2	6	3	20	18	23	4
3	2	7	4	21	18	19	3
4	2	3	3.75	22	19	24	3.75
5	3	8	4	23	19	25	4
6	3	9	3	24	19	20	3.75
7	3	4	3.75	25	20	26	3
8	4	10	4	26	1	27	4
9	4	11	3.75	27	27	31	3.75
10	4	5	3	28	27	32	3
11	5	12	4	29	27	28	3.75
12	1	13	3.75	30	28	33	3
13	13	15	4	31	28	34	4
14	13	14	3	32	28	29	3.75
15	14	16	4	33	29	35	4
16	1	17	3.75	34	29	30	3
17	17	21	3	35	30	36	3.754
18	17	18	4	36	30	37	4

ตารางที่ 7.2 ข้อมูลค่าอิมพีแดนซ์ของสายป้อนแต่ละประเภทของ RBTS BUS 2

ประเภทของสายป้อน	ค่าอิมพีแดนซ์ (โอห์มต่อกิโลเมตร)
สายป้อนหลัก	0.211+0.414 j
สายป้อนย่อย	0.341+0.456 j

ตารางที่ 7.3 ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของสายป้อนของ RBTS BUS 2

ชนิดของสายป้อน	อัตราการล้มเหลวของสายป้อน (ครั้งต่อปีต่อกิโลเมตร)	
	อัตราการล้มเหลวจากการเกิดความผิดปกติแบบถาวร หรือ λ_p	อัตราการล้มเหลวจากการเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราว หรือ λ_t
สายป้อนหลักและ สายป้อนย่อย	0.0460	0.0650

ตารางที่ 7.4 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าของ RBTS BUS 2

จุดโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)
1-3, 10, 11	บ้านที่พักอาศัย	0.8668
12, 17-19	บ้านที่พักอาศัย	0.7291
8	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.6279
9	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.8721
4, 5, 13, 14, 20, 21	หน่วยงานราชการ	0.9167
6, 7, 15, 16, 22	ธุรกิจบริการ	0.75

ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าที่แสดงไว้ในตารางที่ 7.4 จะถูกนำมาใช้สร้างลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load profile) ของแต่ละจุดโหลดตลอดช่วงระยะเวลา 1 ปี หรือ 8,760 ชั่วโมงโดยอาศัยข้อมูลการศึกษา ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานภาคกลาง ปี พ.ศ. 2553 [27]

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ กำหนดให้เป็นชนิดซิงโครนัส มีขนาดสูงสุดไม่เกิน 10 MVA มีค่าพาวเวอร์แฟคเตอร์เท่ากับ 1.0 และอนุญาตให้ติดตั้งเข้าไปในระบบทดสอบได้เพียงคราวละหนึ่งเครื่องเท่านั้น ตำแหน่งที่สามารถนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไปติดตั้งแสดงได้โดยสัญลักษณ์ตัวเลขตามด้วยอักษรภาษาอังกฤษตัวพิมพ์ใหญ่ เช่น 1A 2A 3B 4C ดังรูปที่ 7.1

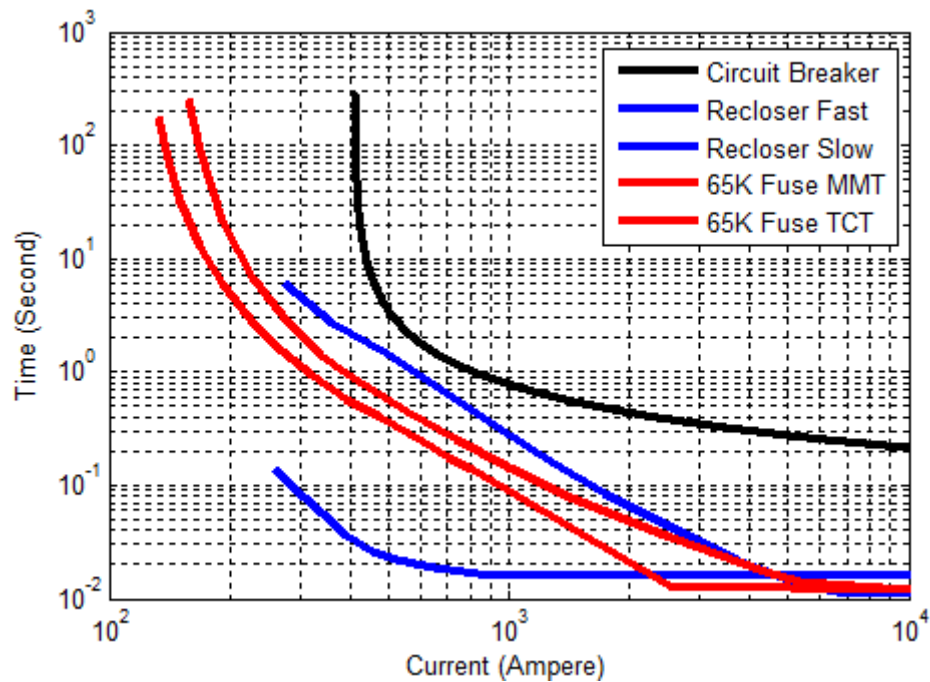
อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินที่นำมาติดตั้ง ได้แก่ รีโคลสเซอร์ชนิดที่ไม่สามารถตรวจจับทิศทางของกระแสได้ [28] พิวส์ชนิด K [29] และเซอร์กิตเบรกเกอร์มาตรฐาน IEC ถูกนำมาติดตั้งในระบบตามที่แสดงในรูปที่ 7.1 อุปกรณ์ป้องกันถูกตั้งค่าการทำงานโดยอาศัยหลักการทั่วไปใน [19] และ [20] คุณลักษณะการทำงานแบบเร็วและช้าของรีโคลสเซอร์ถูกแทนด้วยกราฟเวลา-กระแสหมายเลข 101 และ 116 [28] ตามลำดับ การตั้งค่าการทำงานและข้อมูลค่าสถิติการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกัน แสดงได้โดยตารางที่ 7.5 และ 7.6 ตัวอย่างคุณสมบัติเวลา-กระแสของอุปกรณ์ป้องกันในสายป้อนที่ 1 แสดงได้ดังรูปที่ 7.2

ตารางที่ 7.5 การตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของ RBTS BUS 2

สาย ป้อน	เซอร์กิต เบรกเกอร์			รีโคลสเซอร์			หมายเลขสายป้อนย่อยที่ติดตั้ง ฟิวส์ชนิด K แยกตามขนาดฟิวส์		
	ประเภท	กระแส เริ่ม ทำงาน (แอมป์)	ตัวปรับ ค่าเวลา การ ทำงาน (M, Dial)	เส้นกราฟ การทำงาน แบบเร็ว	เส้นกราฟ การทำงาน แบบช้า	กระแส เริ่ม ทำงาน (แอมป์)	40 แอมป์	65 แอมป์	100 แอมป์
1	SI	411	0.1	101	116	260	2, 3, 5, 6	8, 9, 11	-
2	EI	300	0.2	-	-	-	-	-	13, 15
3	SI	349	0.15	101	116	270	17, 19, 20	22, 23, 25	-
4	SI	383	0.1	101	116	270	27, 28, 30, 31	33, 35, 36	-

ตารางที่ 7.6 ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของ RBTS BUS 2

ประเภทของอุปกรณ์ป้องกัน	ระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซม เปลี่ยน หรือ ปิดวงจรกลับคืน
เซอร์กิตเบรกเกอร์	1 ชั่วโมง
รีโคลสเซอร์	2 วินาที
ฟิวส์	2 ชั่วโมง



รูปที่ 7.2 คุณสมบัติเวลา-กระแสของอุปกรณ์ป้องกันในสายป้อนที่ 1 ของ RBTS BUS 2

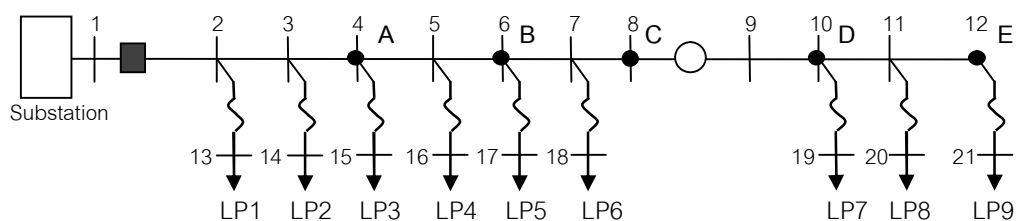
สำหรับการจำลองการเกิดความผิดพลาดนั้น กำหนดให้มีระดับความผิดพลาด 200 MVA ที่สถานีไฟฟ้าขนาด 25 MVA และค่าสับทราวนเซียนต์รีแอกแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กและหม้อแปลง (Step-up transformer) มีค่ารวมกันเท่ากับ 0.25 เพอร์ยูนิตตามค่าที่แนะนำใน [19] ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นกำหนดให้เป็นความผิดพลาดชนิดสามเฟสสมดุล และคำนวณความผิดพลาดโดยใช้บัสสมิพีแดนซ์เมตริกซ์ (Z_{BUS} Matrix) [18]

กำหนดให้จำลองการเกิดความผิดพลาดทั้งบริเวณสายป้อนหลักและสายป้อนย่อยโดยใช้ข้อมูลความยาวและค่าสถิติการทำงานของสายป้อนจากตารางที่ 7.1 และ 7.3 กำหนดให้ความผิดพลาดเกิดขึ้นบริเวณจุดปลายสายป้อนแต่ละเส้น เช่น ถ้าเกิดความผิดพลาดขึ้นที่สายป้อนหมายเลข 10 หมายถึงการเกิดความผิดพลาดขึ้นที่บัสที่ 5 หรือถ้าเกิดความผิดพลาดขึ้นที่สายป้อนหมายเลข 2 หมายถึงการเกิดความผิดพลาดขึ้นที่บัสที่ 6 เป็นต้น

7.1.2 ระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สถานีพนมสารคามสายป้อนที่ 2 ที่ระดับแรงดัน 22 kV [22] ระบบดั้งเดิมจะมีสายป้อนย่อยแยกไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก ดังนั้นระบบทดสอบที่ใช้จึงมีการรวมจุดโหลดเข้าด้วยกันในแต่ละสายป้อนย่อยได้ทั้งหมด 9 จุดโหลด ซึ่งมีค่าโหลดรวม 4.8 MVA ดังรูปที่ 7.3 ความยาวและค่า

อิมพีแดนซ์ของสายแสดงไว้ในตารางที่ 7.7 และ 7.8 ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของสายป้อนแสดงได้ดังตารางที่ 7.9 และข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าที่แสดงไว้ในตารางที่ 7.10 ซึ่งจะถูกนำไปสร้างลักษณะการใช้ไฟฟ้าของแต่ละจุดโหลดในช่วงระยะเวลาหนึ่งปีโดยอาศัยข้อมูลการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (กฟก.2) ปี พ.ศ. 2553 [27]



รูปที่ 7.3 ระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 7.7 ข้อมูลความยาวสายป้อนของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

หมายเลขสายป้อน	จากบัส	ถึงบัส	ความยาว (km)	หมายเลขสายป้อน	จากบัส	ถึงบัส	ความยาว (km)
1	1	2	4.65	11	6	7	0.2
2	2	13	0.3	12	7	18	0.3
3	2	3	3.34	13	7	8	1.3
4	3	14	0.9	14	8	9	0.8
5	3	4	0.6	15	9	10	0.2
6	4	15	0.5	16	10	19	0.1
7	4	5	1.6	17	10	11	0.9
8	5	16	0.6	18	11	20	0.5
9	5	6	1.7	19	11	12	1
10	6	17	0.2	20	12	21	1.1

ตารางที่ 7.8 ข้อมูลค่าอิมพีแดนซ์ของสายป้อนแต่ละประเภทของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ประเภทของสายป้อน	ค่าอิมพีแดนซ์ (โอห์มต่อกิโลเมตร)
สายป้อนหลัก	$0.1918+0.3635 j$
สายป้อนย่อย	$0.472+0.366 j$

ตารางที่ 7.9 ข้อมูลค่าสถิติการทำงานของสายป้อนของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ชนิดของสายป้อน	อัตราการล้มเหลวของสายป้อน (ครั้งต่อปีต่อกิโลเมตร)	
	อัตราการล้มเหลวจากการเกิดความผิดปกติแบบถาวร หรือ λ_p	อัตราการล้มเหลวจากการเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราว หรือ λ_t
สายป้อนหลัก	0.0460	0.0650
สายป้อนย่อย	0.04	0.06

ตารางที่ 7.10 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

จุดโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ค่าความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MW)
1	ธุรกิจบริการ	0.133
2	บ้านที่พักอาศัย	0.420
3	บ้านที่พักอาศัย	0.656
4	บ้านที่พักอาศัย	0.930
5	บ้านที่พักอาศัย	0.420
6	ธุรกิจบริการ	0.180
7	ธุรกิจบริการ	0.210
8	ธุรกิจบริการ	0.090
9	บ้านที่พักอาศัย	0.480

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้กำหนดให้เป็นชนิดซิงโครนัส มีขนาดสูงสุดไม่เกิน 4 MVA และอนุญาตให้ติดตั้งเข้าไปในระบบทดสอบได้เพียงคราวละหนึ่งเครื่องเท่านั้น ตำแหน่งที่สามารถนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไปติดตั้งแสดงได้โดยสัญลักษณ์อักษรภาษาอังกฤษตัวพิมพ์ใหญ่ ดังรูปที่ 7.3 อุปกรณ์ป้องกันที่นำมาติดตั้งในระบบได้แก่ เซอร์คิต เบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ ซึ่งทั้งหมดใช้ประเภทเดียวกันกับระบบทดสอบ RBTS BUS 2 และถูกตั้งค่าการทำงานด้วยหลักการเดียวกันดังแสดงในตารางที่ 7.11

ตารางที่ 7.11 การตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เซอร์กิต เบรกเกอร์			รีโคลสเซอร์			ตำแหน่งสายป้อนย่อยที่ติดตั้ง ฟิวส์ชนิด K แยกตามขนาดฟิวส์	
ประเภท	กระแสเริ่ม ทำงาน (แอมป์)	ตัวปรับค่า เวลาการ ทำงาน (M, Dial)	เส้นกราฟ การทำงาน แบบเร็ว	เส้นกราฟ การทำงาน แบบช้า	กระแสเริ่ม ทำงาน (แอมป์)	25 แอมป์	25 แอมป์
SI	180	0.15	101	116	120	ด้านหน้า รีโคลสเซอร์	ด้านหลัง รีโคลสเซอร์

ในส่วนของคุณสมบัติระยะเวลาเฉลี่ยที่ใช้ในการซ่อมแซม เปลี่ยน หรือ ปิดวงจรกลับคืน ของ
อุปกรณ์ป้องกัน ให้ใช้ค่าเดียวกันกับระบบทดสอบ RBTS BUS 2 ดังตารางที่ 7.6

สำหรับการจำลองการเกิดความผิดพลาดนั้น กำหนดให้มีระดับความผิดพลาดที่หลังหม้อ
แปลงเท่ากับ 50 MVA ที่ 22 kV และค่าสับทรานเซียนต์รีแอคแตนซ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
และหม้อแปลงมีค่ารวมกันเท่ากับ 0.25 เพอร์ยูนิท ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นกำหนดให้เป็น
ความผิดพลาดชนิดสามเฟสสมดุล และคำนวณความผิดพลาดโดยใช้บัลติมพีแดนซ์เมตริกซ์ การ
จำลองความผิดพลาดทั้งบริเวณสายป้อนหลักและสายป้อนย่อยให้ใช้ข้อมูลความยาวและค่าสถิติ
การทำงานของสายป้อนจากตารางที่ 7.7 และ 7.9 กำหนดให้ความผิดพลาดเกิดขึ้นบริเวณจุด
ปลายสายป้อนแต่ละเส้นเช่นเดียวกับระบบ RBTS BUS 2

7.2 วิธีการทดสอบ

ทำการทดสอบโดยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบทดสอบที่ตำแหน่งต่างๆ
ระบบละหนึ่งเครื่อง เริ่มตั้งแต่ขนาดเล็กที่สุด 1 MW ไปจนถึงขนาดใหญ่ที่สุดที่สามารถนำไปติดตั้ง
ได้ ในแต่ละกรณีการติดตั้งจะทำการคำนวณค่าดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของ
ระบบป้องกัน หรือ PMI และ PMI_{ENS} โดยการจำลองการเกิดความผิดพลาดชนิดสามเฟสสมดุลด้วย
วิธีการที่นำเสนอในบทที่ 5 และ 6 หลังจากนั้นจะทดสอบแนวทางการแก้ปัญหาการสูญเสียการ
ประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันเฉพาะกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรี
โคลสเซอร์ การทดสอบทั้งหมดสามารถแบ่งออกเป็น 3 กรณี ได้แก่

กรณีที่ 1 ทดสอบกับระบบป้องกันดั้งเดิม

กรณีที่ 2 ทดสอบการปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันด้วยการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์เพื่อรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

กรณีที่ 3 ทดสอบการปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันทั้งระบบเพื่อรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

นอกจากนี้ในแต่ละกรณีจะนำค่าดัชนีที่คำนวณได้มาใช้หาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งได้โดยไม่ทำให้เกิดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

7.3 ผลการทดสอบของระบบทดสอบ RBTS BUS 2

7.3.1 กรณีที่ 1 ระบบป้องกันดั้งเดิม

7.3.1.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

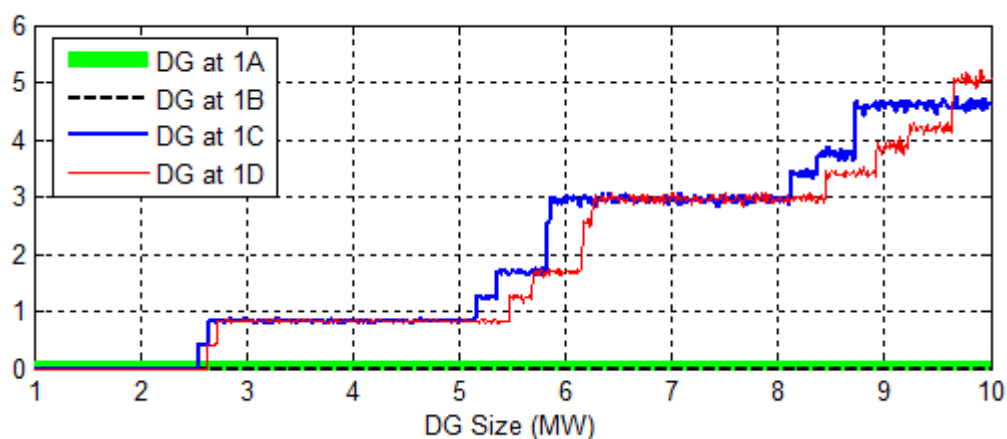
(Protection Miscoordination Index: PMI)

ผลการทดสอบค่า PMI ของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดต่างๆกันที่ตำแหน่งต่างๆของสายป้อนแต่ละสายในระบบ RBTS BUS 2 แสดงได้ดังตารางที่ 7.12 – 7.15 พร้อมด้วยกราฟแสดงค่า PMI ดังรูปที่ 7.4 – 7.7

ตารางที่ 7.12 ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 RBTS BUS 2

ช่วงขนาดของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาด เล็ก (MW)	PMI ของแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (ครั้ง / ปี)							
	1A	1B	1C			1D		
			ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 2.55	0	0	0	0	0	0	0	0
2.56 - 2.62	0	0	0.4052	0.4310	0.4190	0	0	0
2.63 - 2.64	0	0	0.4052	0.4310	0.4190	0.4052	0.4388	0.4180
2.65 - 2.72	0	0	0.7747	0.8938	0.8315	0.4052	0.4388	0.4180
2.73 - 5.16	0	0	0.7747	0.8938	0.8315	0.7884	0.8819	0.8312
5.17 - 5.35	0	0	1.2035	1.2757	1.2419	0.7884	0.8819	0.8312
5.36 - 5.47	0	0	1.6285	1.7545	1.6926	0.7884	0.8819	0.8312
5.48 - 5.68	0	0	1.6285	1.7545	1.6926	1.1556	1.2974	1.2439
5.69 - 5.82	0	0	1.6285	1.7545	1.6926	1.6078	1.7514	1.6846
5.83 - 5.85	0	0	2.5345	2.5883	2.5634	1.6078	1.7514	1.6846
5.86 - 6.15	0	0	2.8141	3.0859	2.9574	1.6078	1.7514	1.6846
6.16 - 6.25	0	0	2.8141	3.0859	2.9574	2.4797	2.6184	2.5571
6.26 - 8.11	0	0	2.8141	3.0859	2.9574	2.8336	3.0790	2.9644
8.12 - 8.37	0	0	3.3103	3.4766	3.3943	2.8336	3.0790	2.9644
8.38 - 8.44	0	0	3.6179	3.8782	3.7465	2.8336	3.0790	2.9644
8.45 - 8.71	0	0	3.6179	3.8782	3.7465	3.3172	3.5305	3.4099
8.72 - 8.91	0	0	4.4188	4.7562	4.6027	3.3172	3.5305	3.4099
8.92 - 9.22	0	0	4.4188	4.7562	4.6027	3.7342	4.0369	3.8659
9.23 - 9.64	0	0	4.4188	4.7562	4.6027	4.0899	4.3047	4.1959
9.65 - 10	0	0	4.4188	4.7562	4.6027	4.8871	5.2158	5.0485

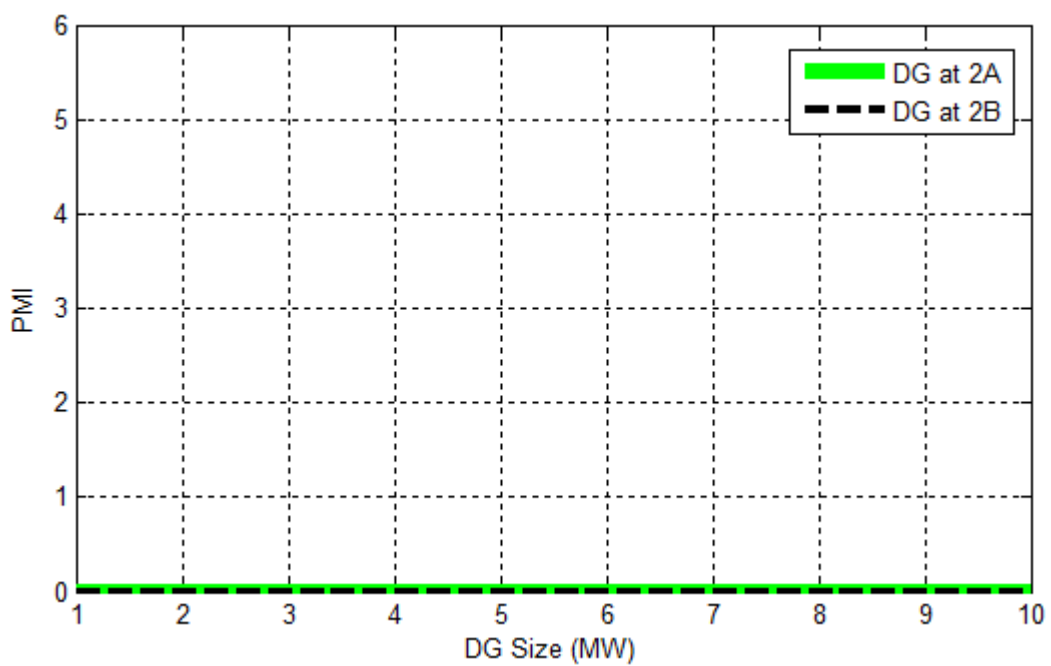
PMI (Miscoordination / Year)



รูปที่ 7.4 ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 RBTS BUS 2

ตารางที่ 7.13 ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 2 RBTS BUS 2

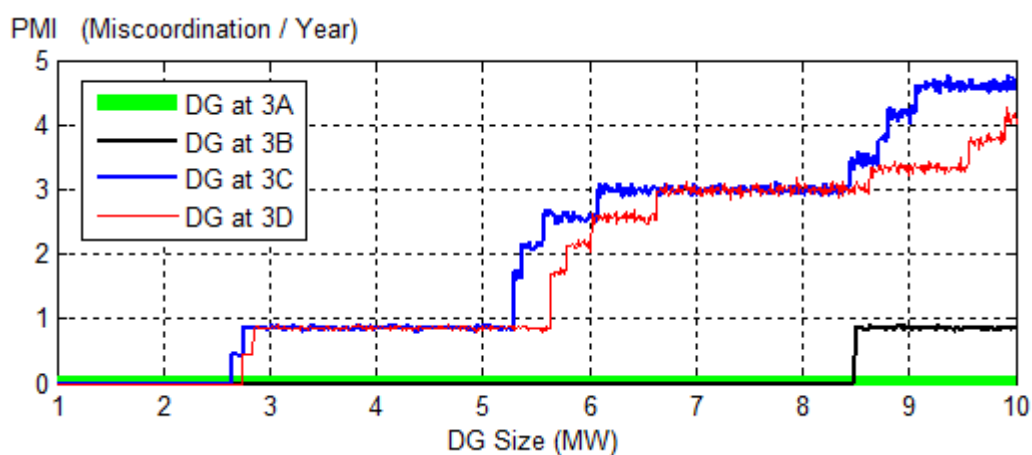
ช่วงขนาดของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาด เล็ก (MW)	PMI ของแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (ครั้ง / ปี)	
	2A	2B
1 - 10	0	0



รูปที่ 7.5 ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 2 RBTS BUS 2

ตารางที่ 7.14 ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 3 RBTS BUS 2

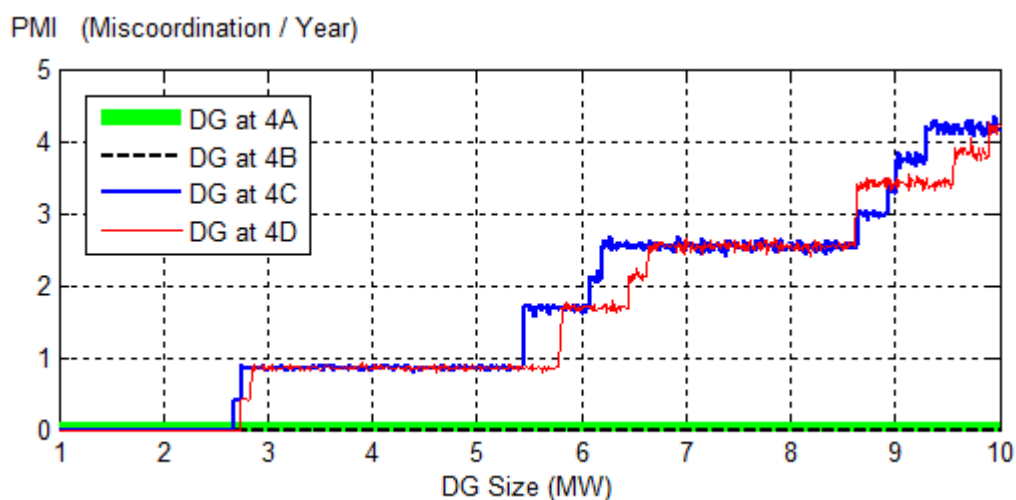
ช่วงขนาดของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาด เล็ก (MW)	3A	PMI ของแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (ครั้ง / ปี)								
		3B			3C			3D		
		ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 2.64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.65 - 2.73	0	0	0	0	0.428	0.467	0.446	0	0	0
2.74	0	0	0	0	0.428	0.467	0.446	0.438	0.459	0.450
2.75 - 2.84	0	0	0	0	0.794	0.927	0.861	0.438	0.459	0.450
2.85 - 5.29	0	0	0	0	0.794	0.927	0.861	0.781	0.908	0.858
5.3 - 5.36	0	0	0	0	1.600	1.756	1.70	0.781	0.908	0.858
5.37 - 5.56	0	0	0	0	2.075	2.191	2.130	0.781	0.908	0.858
5.57 - 5.63	0	0	0	0	2.473	2.686	2.576	0.781	0.908	0.858
5.64 - 5.78	0	0	0	0	2.473	2.686	2.576	1.649	1.787	1.721
5.79 - 6.01	0	0	0	0	2.473	2.686	2.576	2.036	2.225	2.147
6.02 - 6.08	0	0	0	0	2.473	2.686	2.576	2.456	2.675	2.566
6.09 - 6.62	0	0	0	0	2.860	3.112	2.992	2.458	2.675	2.566
6.63 - 8.44	0	0	0	0	2.860	3.112	2.992	2.851	3.178	2.994
8.45 - 8.47	0	0	0	0	3.320	3.579	3.442	2.851	3.178	2.994
8.48 - 8.62	0	0.802	0.901	0.858	3.320	3.579	3.442	2.851	3.178	2.994
8.63 - 8.70	0	0.802	0.901	0.858	3.320	3.579	3.442	3.182	3.484	3.333
8.71 - 8.79	0	0.802	0.901	0.858	3.727	3.868	3.785	3.182	3.484	3.333
8.8 - 9.06	0	0.802	0.901	0.858	4.02	4.29	4.178	3.182	3.484	3.333
9.07 - 9.55	0	0.802	0.901	0.858	4.491	4.772	4.600	3.182	3.484	3.333
9.56 - 9.89	0	0.802	0.901	0.858	4.491	4.772	4.600	3.617	3.905	3.768
9.9 - 10	0	0.802	0.901	0.858	4.491	4.772	4.600	4.008	4.281	4.112



รูปที่ 7.6 ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 3 RBTS BUS 2

ตารางที่ 7.15 ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 4 RBTS BUS 2

ช่วงขนาดของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาด เล็ก (MW)	PMI ของแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (ครั้ง / ปี)							
	4A	4B	4C			4D		
			ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 2.66	0	0	0	0	0	0	0	0
2.67 - 2.73	0	0	0.3926	0.4294	0.4136	0	0	0
2.74 - 2.75	0	0	0.3926	0.4294	0.4136	0.4023	0.4301	0.4171
2.76 - 2.83	0	0	0.8007	0.9061	0.8576	0.4023	0.4301	0.4171
2.84 - 5.44	0	0	0.8007	0.9061	0.8576	0.7952	0.9232	0.8576
5.45 - 5.78	0	0	1.5782	1.7400	1.6878	0.7952	0.9232	0.8576
5.79 - 6.08	0	0	1.5782	1.7400	1.6878	1.6114	1.7804	1.6892
6.09 - 6.18	0	0	2.0409	2.2153	2.1068	1.6114	1.7804	1.6892
6.19 - 6.44	0	0	2.4016	2.6795	2.5450	1.6114	1.7804	1.6892
6.45 - 6.62	0	0	2.4016	2.6795	2.5450	2.0491	2.2226	2.1272
6.63 - 8.62	0	0	2.4016	2.6795	2.5450	2.4157	2.6493	2.5461
8.63 - 8.64	0	0	2.4016	2.6795	2.5450	3.3227	3.5315	3.4144
8.65 - 8.92	0	0	2.8978	3.0524	2.9887	3.3227	3.5315	3.4144
8.93 - 9.01	0	0	3.2638	3.4096	3.3359	3.3227	3.5315	3.4144
9.02 - 9.29	0	0	3.6291	3.8581	3.7437	3.3227	3.5315	3.4144
9.3 - 9.55	0	0	4.0798	4.3406	4.1879	3.3227	3.5315	3.4144
9.56 - 9.89	0	0	4.0798	4.3406	4.1879	3.7343	4.0529	3.8403
9.9 - 10	0	0	4.0798	4.3406	4.1879	4.0914	4.2697	4.1807



รูปที่ 7.7 ค่า PMI จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 4 RBTS BUS 2

ค่าอัตราการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยเฉลี่ยในแต่ละกรณีตามรูปแบบที่ได้กล่าวไปในบทที่ 4 ของแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโวลต์เซอร์บนสายป้อนที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 7.16

ตารางที่ 7.16 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยเฉลี่ยในแต่ละกรณีและแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS BUS 2

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยเฉลี่ยในแต่ละกรณีและแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 (ครั้ง/ปี)							
	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 1		อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 3		อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 4		อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 5	
	1C	1D	1C	1D	1C	1D	1C	1D
1 - 2.55	0	0	0	0	0	0	0	0
2.56 - 2.62	0.4190	0	0	0	0	0	0	0
2.63 - 2.64	0.4190	0.4180	0	0	0	0	0	0
2.65 - 2.72	0.8316	0.4180	0	0	0	0	0	0
2.73 - 5.16	0.8316	0.8312	0	0	0	0	0	0
5.17 - 5.35	0.8278	0.8312	0	0	0.4141	0	0	0
5.36 - 5.47	0.8332	0.8312	0	0	0.8594	0	0	0
5.48 - 5.68	0.8332	0.8232	0	0	0.8594	0.4206	0	0
5.69 - 5.82	0.8332	0.8306	0	0	0.8594	0.8540	0	0
5.83 - 5.85	0.8398	0.8306	0.8746	0	0.8490	0.8540	0	0
5.86 - 6.15	0.8295	0.8306	0.8583	0	1.2695	0.8540	0	0
6.16 - 6.25	0.8295	0.8382	0.8583	0.8523	1.2695	0.8665	0	0
6.26 - 8.11	0.8295	0.8299	0.8583	0.8601	1.2695	1.2743	0	0
8.12 - 8.37	0.8156	0.8299	0.8559	0.8601	1.2820	1.2743	0.4408	0
8.38 - 8.44	0.8308	0.8299	0.8650	0.8601	1.6068	1.2743	0.4438	0
8.45 - 8.71	0.8308	0.8319	0.8650	1.3064	1.6068	1.2715	0.4438	0
8.72 - 8.91	0.8337	0.8319	0.8603	1.3064	2.4648	1.2715	0.4439	0
8.92 - 9.22	0.8337	0.8313	0.8603	1.3070	2.4648	1.2828	0.4439	0.4448
9.23 - 9.64	0.8337	0.8353	0.8603	1.3029	2.4648	1.6143	0.4439	0.4433
9.65 - 10	0.8337	0.8220	0.8603	1.3064	2.4648	2.4717	0.4439	0.4484

จากผลการทดสอบที่ได้ในตารางที่ 7.12 -7.15 แสดงให้เห็นว่าทั้งขนาดและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีผลต่อค่า PMI ของระบบ

พิจารณาขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

จากผลการทดสอบที่ได้ พบว่าโดยทั่วไปถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้ง ณ ตำแหน่งหนึ่งมีขนาดที่ใหญ่ขึ้น ค่า PMI ของระบบจะมีค่าสูงขึ้นซึ่งหมายถึงระบบจะมีอัตราการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันที่สูงขึ้น ตัวอย่างเช่น จากตารางที่ 7.12 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 7 MW ติดตั้งที่ตำแหน่ง 1C จะทำให้ระบบมีค่า PMI มากกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่งเดียวกัน สาเหตุที่เป็นดังนี้สามารถอธิบายได้จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.16 เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบ การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 7 MW ที่ตำแหน่ง 1C มีโอกาสทำให้ระบบละเมิดเงื่อนไขทั้งกรณีที่ 1 กรณีที่ 3 และกรณีที่ 4 (สมการ (4.1), (4.3) และ (4.5)) ในขณะที่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 3 MW ที่ตำแหน่งเดียวกันนี้ระบบมีโอกาสที่จะละเมิดเพียงแค่เงื่อนไขที่ 1 เท่านั้น หรือในกรณีที่เปรียบเทียบระหว่างการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 8.5 MW ที่ตำแหน่ง 1D กับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 6.5 MW ที่ตำแหน่งเดียวกัน จากตารางที่ 7.16 จะพบว่าทั้งสองกรณีมีโอกาสทำให้ระบบละเมิดเงื่อนไขทั้งกรณีที่ 1 กรณีที่ 3 และกรณีที่ 4 แต่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 8.5 MW จะมีอัตราการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ในกรณีที่ 3 สูงกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 6.5 MW ดังนั้น ค่า PMI ที่ได้จึงมีค่าที่สูงกว่าที่เป็นดังนี้เพราะว่าเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีขนาดที่ใหญ่ขึ้น เมื่อเกิดความผิดปกติกระแสผิดปกติจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไหลมาสมทบผ่านอุปกรณ์ป้องกันในระบบจะมีขนาดสูงขึ้น ทำให้ระบบป้องกันมีโอกาสที่จะสูญเสียการประสานสัมพันธ์มากขึ้น

อย่างไรก็ตาม การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดต่างๆกันที่ตำแหน่งเดียวกันในบางกรณีก็อาจทำให้ PMI ของระบบมีค่าเท่ากันได้ ตัวอย่างเช่น จากตารางที่ 7.12 ไม่ว่าจะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.7 MW 4 MW หรือ 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C ก็จะได้ค่า PMI ที่เท่ากันซึ่งแสดงว่าทั้งสามกรณีนี้มีโอกาสประสบกับการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันเท่าๆกัน

พิจารณาตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ผลการทดสอบในตารางที่ 7.12 -7.15 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งด้านหน้ารีโกลสเซอร์จะส่งผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันในระบบน้อยกว่าการติดตั้งที่ตำแหน่งด้านหลังรีโกลสเซอร์ซึ่งแสดงออกมาในรูปของค่า PMI ที่น้อยกว่า ตัวอย่างเช่น จากตารางที่ 7.14 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 9 MW ที่ตำแหน่ง 3A หรือ 3B จะทำให้ระบบมีค่า PMI น้อยกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเท่ากันนี้ที่ตำแหน่ง 3C หรือ 3D ที่เป็นเช่นนี้เพราะว่าการจะละเมิดเงื่อนไขที่ใช้สำหรับกรณีที่ตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้านหน้ารีโกลสเซอร์ซึ่งก็คือ เงื่อนไขกรณีที่ 6 กรณีที่ 7 และ กรณีที่ 8 (สมการ (4.6) และ (4.7)) ต้องอาศัยกระแสผิดพลาดที่ไหลมาสมทบขนาดสูงมากจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก จึงเป็นการยากที่ระบบจะละเมิดเงื่อนไขดังกล่าว นอกจากนี้แล้วเงื่อนไขที่ 6 และกรณีที่ 8 ยังถูกนำมาใช้ในการทดสอบสำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนหลักที่ 2 ซึ่งไม่มีรีโกลสเซอร์ ทำให้ PMI สำหรับกรณีนี้มีค่าที่ต่ำมากซึ่งก็คือศูนย์ดังที่แสดงในตารางที่ 7.13

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.16 แสดงให้เห็นว่าสาเหตุส่วนใหญ่ของการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันสำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์มีสาเหตุมาจากการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโกลสเซอร์ เนื่องจากกระแสผิดพลาดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไหลย้อนผ่านรีโกลสเซอร์ซึ่งมีค่าไม่สูงมากนักก็เพียงพอต่อการละเมิดเงื่อนไขแล้ว การแก้ปัญหาอาจทำได้โดยการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์ หรือปรับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโกลสเซอร์ให้สูงขึ้นกว่าค่าเดิมซึ่งจะทำการทดสอบในหัวข้อต่อไป

7.3.1.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS})

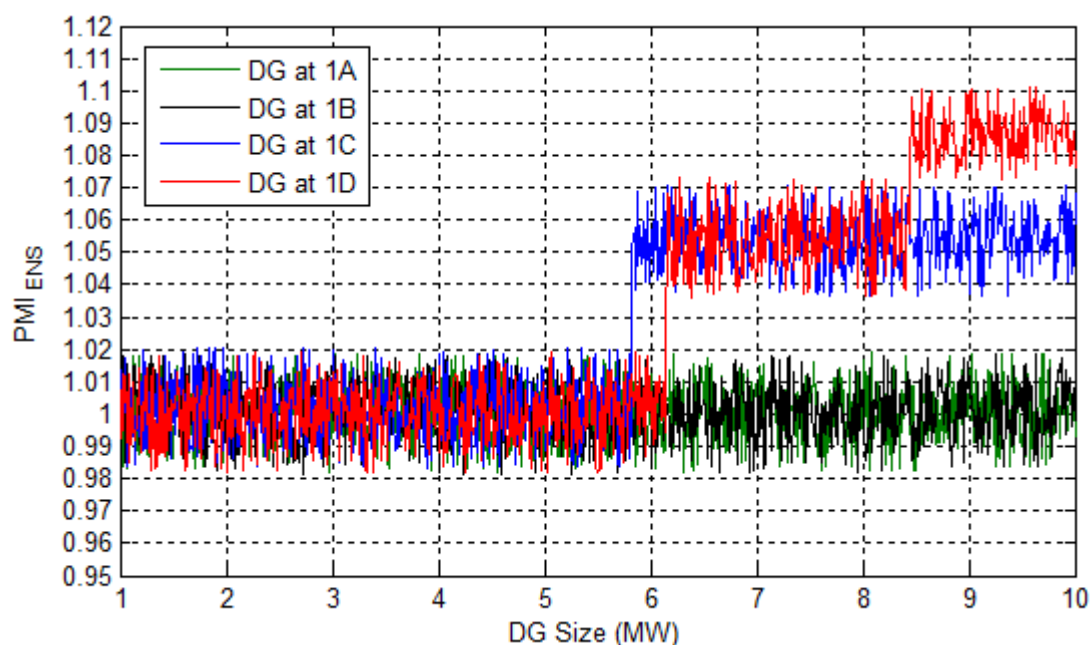
ในหัวข้อนี้จะแสดงผลทดสอบการหาค่าดัชนี PMI_{ENS} เฉพาะกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 ของระบบเท่านั้น เนื่องจากค่า PMI_{ENS} ของกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สายป้อนทุกสายมีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน ผลการทดสอบการหาค่าดัชนี PMI_{ENS} แสดงได้ดังตารางที่ 7.17 ถึง 7.18 และรูปที่ 7.8

ตารางที่ 7.17 ค่า PMI_{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
บนสายป้อนที่ 1 ที่ตำแหน่ง 1A และ 1B ของระบบ RBTS BUS 2

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI_{ENS} ของแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก					
	1A			1B		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 10	0.9821	1.0191	1.0003	0.9814	1.0186	1.0009

ตารางที่ 7.18 ค่า PMI_{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
บนสายป้อนที่ 1 ที่ตำแหน่ง 1C และ 1D ของระบบ RBTS BUS 2

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI_{ENS} ของแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก					
	1C			1D		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 5.82	0.9833	1.0207	0.9997	0.9817	1.0193	1.0003
5.83 - 6.15	1.0365	1.0707	1.0540	0.9817	1.0193	1.0003
6.16 - 8.44	1.0365	1.0707	1.0540	1.0360	1.0731	1.0538
8.45 - 10	1.0365	1.0707	1.0540	1.0723	1.1011	1.0865



รูปที่ 7.8 ค่า PMI_{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
ขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 ของระบบ RBTS BUS 2

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.17 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดใดๆก็ตามที่ตำแหน่ง 1A หรือ 1B จะให้ค่า PMI_{ENS} โดยเฉลี่ยประมาณ 1.0 ซึ่งหมายความว่าระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในกรณีนี้ มีค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติของระบบต่างๆกับระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไม่ทำให้เกิดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน หรือการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันที่เกิดขึ้นสำหรับกรณีนี้ไม่มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย ผลที่ได้นี้สอดคล้องกับผลการทดสอบหาค่าดัชนี PMI ในตารางที่ 7.12 คือ การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดใดๆก็ตามที่ตำแหน่ง 1A หรือ 1B จะให้ค่า PMI เท่ากับศูนย์ แสดงว่ากรณีนี้ระบบไม่มีปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันเลย

เมื่อพิจารณาผลการทดสอบในตารางที่ 7.18 พบว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดสูงกว่า 5.82 MW ที่ตำแหน่ง 1C จะทำให้ระบบมีค่า PMI_{ENS} เกิน 1.0 คือ มีค่าเฉลี่ยประมาณ 1.05 สาเหตุที่เป็นเช่นนี้เพราะทุกครั้งที่เกิดความผิดปกติขึ้นที่บัส 10 หรือบัส 11 ซึ่งเป็นตำแหน่งบนสายป้อนย่อยหลังรีโคลสเซอร์ กระแสผิดปกติกระทบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดสูงกว่า 5.82 MW จะทำให้เกิดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่ 3 ดังแสดงในตารางที่ 7.16 พิวส์จะตัดวงจรแทนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ ส่งผลให้ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวมีขนาดสูงขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1D มีลักษณะเดียวกับกรณีการติดตั้งที่ตำแหน่ง 1C คือ การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 6.16 MW ถึง 8.44 MW จะทำให้เกิดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่ 3 ทุกครั้งที่เกิดความผิดปกติขึ้นที่บัส 10 หรือบัส 11 แต่เมื่อขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่นำมาติดตั้งมีค่าสูงกว่า 8.44 MW การเกิดความผิดปกติที่สายป้อนย่อยหลังรีโคลสเซอร์ในทุกตำแหน่ง คือ บัส 10 บัส 11 หรือ บัส 12 จะทำให้เกิดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่ 3 ทุกครั้ง ส่งผลให้การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1D ในช่วง 8.45 MW ถึง 10 MW จะทำให้ระบบมีค่า PMI_{ENS} สูงกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดเดียวกันที่ตำแหน่ง 1C ดังที่แสดงในรูปที่ 7.8

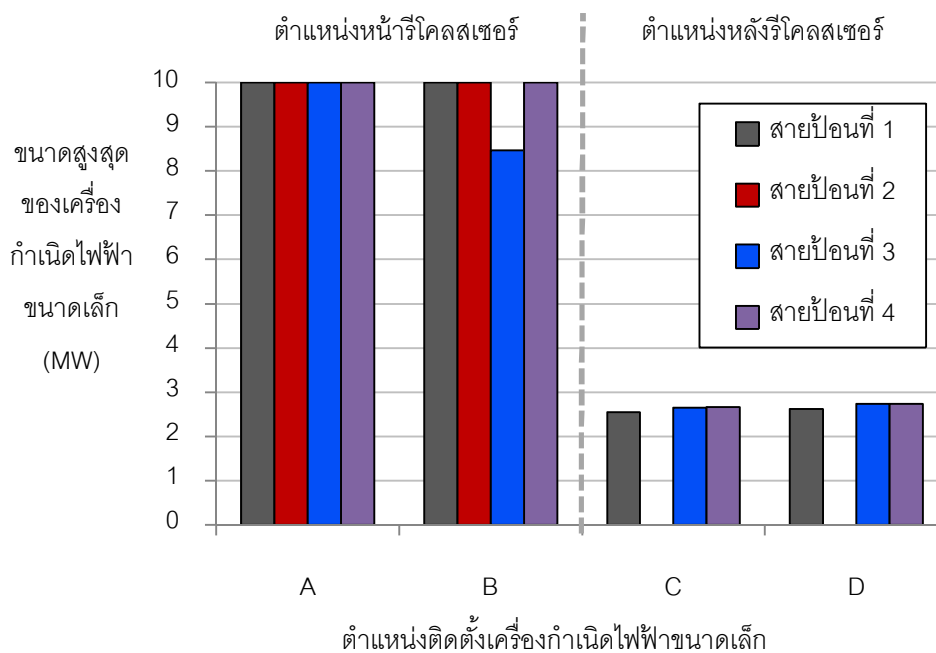
7.3.1.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

พิจารณาจากค่า PMI

เราสามารถหาค่า PMI ในการหาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน ระบบที่มีค่า PMI เท่ากับศูนย์หมายความว่าเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น ระบบนั้นจะไม่มีความเสี่ยงต่อปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน ดังนั้นขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำให้ระบบมีค่า PMI เท่ากับศูนย์สำหรับตำแหน่งติดตั้งใดๆก็คือขนาดสูงสุดที่สามารถนำมาติดตั้ง ณ ตำแหน่งนั้นได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน ผลที่ได้สำหรับทุกตำแหน่งติดตั้งแสดงได้ดังตารางที่ 7.19 และรูปที่ 7.9

ตารางที่ 7.19 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งในตำแหน่งต่างๆของระบบ RBTS BUS 2 เมื่อพิจารณาจากค่า PMI

สายป้อน	ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)
1	1A	10
	1B	10
	1C	2.55
	1D	2.62
2	2A	10
	2B	10
3	3A	10
	3B	8.47
	3C	2.64
	3D	2.73
4	4A	10
	4B	10
	4C	2.66
	4D	2.73



รูปที่ 7.9 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้ง
ในตำแหน่งต่างๆของระบบ RBTS BUS 2 เมื่อพิจารณาจากค่า PMI

จากรูปที่ 7.9 จะสังเกตได้ว่าตำแหน่งด้านหน้ารีโกลสเซอร์มีค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งได้สูงกว่าตำแหน่งด้านหลังรีโกลสเซอร์ ที่เป็นดังนี้เนื่องมาจากการละเมิดเงื่อนไขสำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้านหน้ารีโกลสเซอร์ต้องใช้ค่ากระแสผิดพลาดที่มีค่าสูงมากจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ ทำให้การละเมิดเงื่อนไขเกิดขึ้นได้ยากตามที่ได้กล่าวไปแล้ว ส่งผลให้สามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่กว่าบริเวณหลังรีโกลสเซอร์ได้

สำหรับระบบทดสอบระบบนี้ การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดไม่เกิน 10 MW ที่ตำแหน่ง 1A 1B 2A 2B 3A 4A และ 4B ซึ่งเป็นตำแหน่งด้านหน้ารีโกลสเซอร์จะไม่มีผลกระทบใดๆต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน ดังนั้นค่า PMI ที่ได้จึงมีค่าเท่ากับศูนย์ตามที่แสดงในตารางที่ 7.12 ถึงตารางที่ 7.15

พิจารณาจากค่า PMI_{ENS}

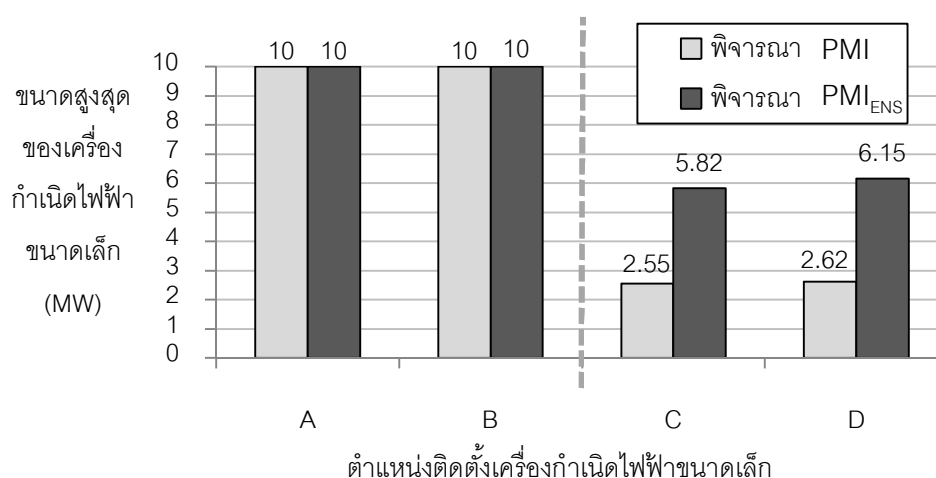
เราสามารถหาค่า PMI_{ENS} ในการหาค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งได้โดยไม่ทำให้ค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติ

พร้อมสูงชันกว่าระบบดั้งเดิม ระบบที่มีค่า PMI_{ENS} ใกล้เคียง 1.0 หมายความว่าระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กนั้น มีค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติพร้อมเท่ากับระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ดังนั้นขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำให้ระบบมีค่า PMI_{ENS} ใกล้เคียง 1.0 หรือมีค่าอยู่ในช่วงระหว่าง 0.98 – 1.02 สำหรับตำแหน่งติดตั้งใด ๆ ก็คือขนาดสูงสุดที่สามารถนำมาติดตั้ง ณ ตำแหน่งนั้นได้โดยไม่มีผลกระทบต่อพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติของระบบ

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆโดยพิจารณาจากค่า PMI_{ENS} เฉพาะสายป้อนที่ 1 เท่านั้น โดยจะนำมาเปรียบเทียบกับขนาดสูงสุดเมื่อพิจารณาจากค่า PMI ดังแสดงในตารางที่ 7.20 และรูปที่ 7.10

ตารางที่ 7.20 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆบนสายป้อนที่ 1 ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS}

สายป้อน	ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	
		พิจารณา PMI	พิจารณา PMI_{ENS}
1	1A	10	10
	1B	10	10
	1C	2.55	5.82
	1D	2.62	6.15



รูปที่ 7.10 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่งต่างๆบนสายป้อนที่ 1 ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS}

จากผลในตารางที่ 7.20 จะเห็นได้ว่าถ้าพิจารณาเฉพาะค่า PMI_{ENS} จะได้ค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กสำหรับการติดตั้งด้านหลังรีโคลสเซอร์สูงกว่าการพิจารณาค่า PMI เนื่องจากการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ในบางกรณี เช่น การทำงานโดยไม่พึ่งประสงค์ของรีโคลสเซอร์ จะไม่มีผลกระทบใดๆต่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายเนื่องจากการเกิดความผิดปกติของระบบ ดังนั้นค่าขนาดสูงสุดที่พิจารณาจากพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจึงสูงกว่าขนาดสูงสุดที่พิจารณาเฉพาะการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน ในขณะที่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโคลสเซอร์จะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบในด้านใดๆ จึงสามารถติดตั้งโดยใช้ขนาดสูงที่สุด คือ 10 MW

7.3.2 กรณีที่ 2 ทดสอบการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

ตามที่ได้กล่าวไปแล้วว่าสาเหตุส่วนใหญ่ของการเกิดปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สายป้อนหลังรีโคลสเซอร์ คือ การทำงานโดยไม่พึ่งประสงค์ของรีโคลสเซอร์ การปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์เพื่อหลีกเลี่ยงกระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นวิธีหนึ่งในการแก้ไขปัญหา การทดสอบจะถูกแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ

กรณีที่ 2.1 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

กรณีที่ 2.2 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ และปรับเบรกเกอร์

ในหัวข้อนี้จะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดต่างๆกันที่ตำแหน่ง 1C หลังรีโคลสเซอร์ จากตารางที่ 7.16 พบว่าถ้าติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดสูงกว่า 2.55 MW ที่ตำแหน่งนี้ ระบบจะเริ่มประสบปัญหาจากการทำงานโดยไม่พึ่งประสงค์ของรีโคลสเซอร์ ดังนั้นจึงทำการทดสอบโดยเริ่มปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ในสายป้อนที่ 1 ตั้งแต่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.56 MW ขึ้นไป และทำการคำนวณค่าดัชนีต่างๆเพื่อศึกษาผลที่เกิดขึ้น

7.3.2.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

(Protection Miscoordination Index: PMI)

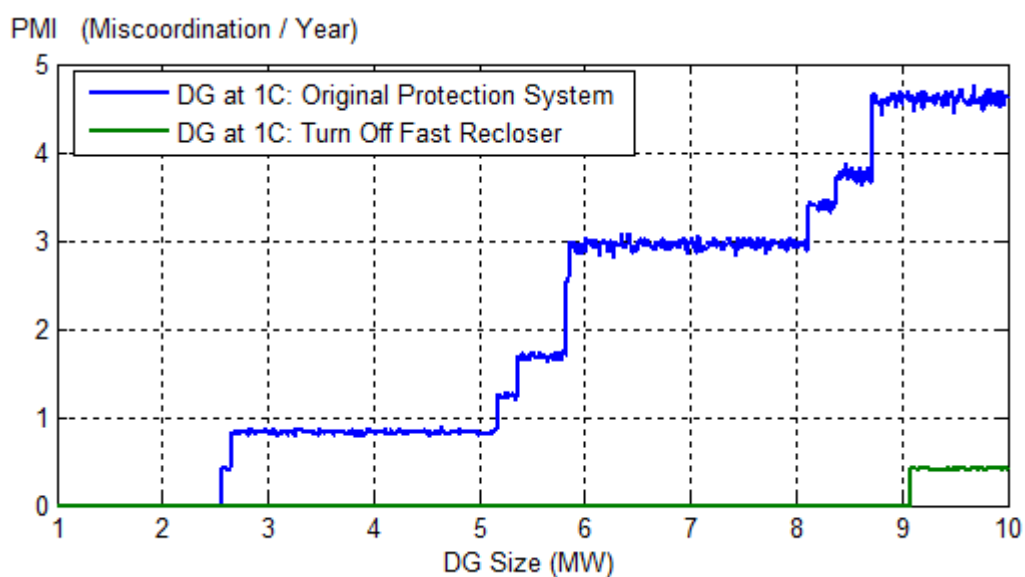
กรณีที่ 2.1 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

ผลการทดสอบค่า PMI สำหรับกรณีการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ (กรณีที่

2.1) เปรียบเทียบกับค่า PMI ของระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการปรับระบบป้องกัน (กรณี 1) แสดงได้ดังตารางที่ 7.21 และรูปที่ 7.11 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยแต่ละกรณี แสดงไว้ในดังตารางที่ 7.22

ตารางที่ 7.21 PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณี 1 และกรณี 2.1

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI ของแต่ละกรณีการปรับระบบป้องกัน (ครั้ง / ปี)					
	ระบบป้องกันดั้งเดิม			ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลอสเซอร์		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 2.55	0	0	0	0	0	0
2.56 - 2.64	0.4052	0.4310	0.4190	0	0	0
2.65 - 5.16	0.7747	0.8938	0.8316	0	0	0
5.17 - 5.35	1.2035	1.2757	1.2419	0	0	0
5.36 - 5.82	1.6285	1.7545	1.6926	0	0	0
5.83 - 5.85	2.5345	2.5883	2.5634	0	0	0
5.86 - 8.11	2.8141	3.08591	2.957	0	0	0
8.12 - 8.37	3.3103	3.4766	3.3943	0	0	0
8.38 - 8.71	3.6180	3.8782	3.7465	0	0	0
8.72 - 9.08	4.4188	4.7562	4.6027	0	0	0
9.09 - 10	4.4188	4.7562	4.6027	0.3923	0.4457	0.4154

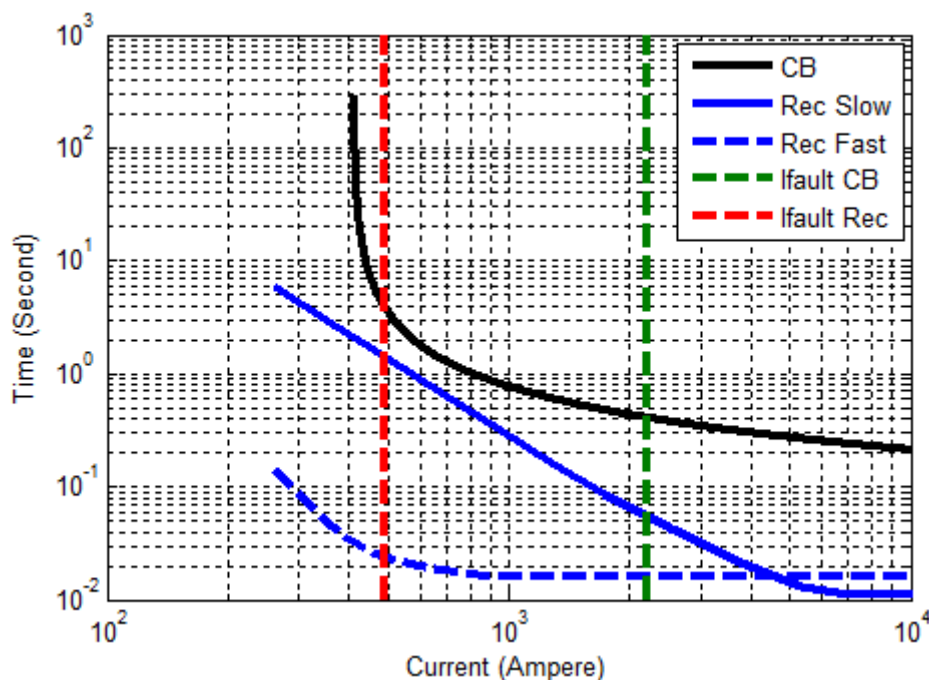


รูปที่ 7.11 PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณี 1 และกรณี 2.1

ตารางที่ 7.22 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยแต่ละกรณีของ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C และปรับระบบป้องกันกรณี 1 และ 2.1

ช่วงขนาด ของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็ก (MW)	อัตราการเกิดปัญหา การประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 1 (ครั้ง / ปี)		อัตราการเกิดปัญหา การประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 3 (ครั้ง / ปี)		อัตราการเกิดปัญหา การประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 4 (ครั้ง / ปี)		อัตราการเกิดปัญหา การประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 5 (ครั้ง / ปี)	
	ระบบ ป้องกัน ดั้งเดิม	ปิดการ ทำงาน แบบเร็ว ของรีโคส เซอร์	ระบบ ป้องกัน ดั้งเดิม	ปิดการ ทำงาน แบบเร็ว ของรีโคส เซอร์	ระบบ ป้องกัน ดั้งเดิม	ปิดการ ทำงาน แบบเร็ว ของรีโคส เซอร์	ระบบ ป้องกัน ดั้งเดิม	ปิดการ ทำงาน แบบเร็ว ของรีโคส เซอร์
1 – 2.55	0	0	0	0	0	0	0	0
2.56 – 2.64	0.4190	0	0	0	0	0	0	0
2.65 – 5.16	0.8316	0	0	0	0	0	0	0
5.17 – 5.35	0.8278	0	0	0	0.4141	0	0	0
5.36 – 5.82	0.8332	0	0	0	0.8594	0	0	0
5.83 – 5.85	0.8398	0	0.8746	0	0.8490	0	0	0
5.86 – 8.11	0.8295	0	0.8583	0	1.2695	0	0	0
8.12 – 8.37	0.8156	0	0.8559	0	1.2820	0	0.4408	0
8.38 – 8.71	0.8308	0	0.8650	0	1.6068	0	0.4438	0
8.72 – 9.08	0.8337	0	0.8603	0	2.4648	0	0.4439	0
9.09 - 10	0.8337	0.4154	0.8603	0	2.4648	0	0.4439	0

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.21 พบว่าเมื่อปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ ค่า PMI ที่คำนวณได้จะมีค่าลดลงจากเดิมเนื่องจากปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ได้รับการแก้ไข ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 7.12 และตารางที่ 7.23



รูปที่ 7.12 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ตารางที่ 7.23 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

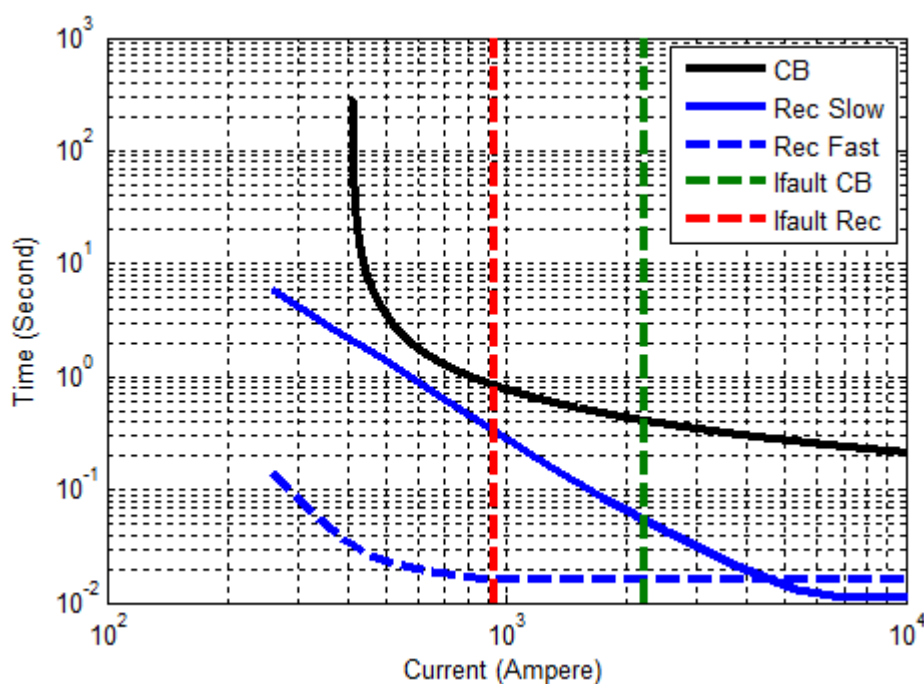
ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ระบบป้องกันดั้งเดิม		ปิดการทำงานแบบเร็ว ของรีโคสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
5 MW	เบรกเกอร์	2210	0.4092	2	0.4092	1
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	492.99	0.0238	1	-	-
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	492.99	1.4310	3	1.4310	2

จากรูปที่ 7.12 และตารางที่ 7.23 พบว่าก่อนปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ ระบบจะประสบปัญหา รีโคสเซอร์ทำงานก่อนโดยไม่พึงประสงค์ก่อนที่เบรกเกอร์จะตัดวงจรเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นที่บัส 3 (ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 1) แต่หลังจากปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์แล้ว เบรกเกอร์จะเป็นอุปกรณ์ตัวแรกที่ทำงาน ปัญหาการประสานสัมพันธ์ในกรณี

นี้จึงได้รับการแก้ไข นอกจากนี้ตารางที่ 7.22 แสดงให้เห็นว่าการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ยังช่วยแก้ปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคลสเซอร์ในกรณีนี้ที่ 4 และกรณีนี้ที่ 5 ด้วย

สำหรับปัญหาการประสานสัมพันธ์ในกรณีนี้ที่ 3 จะไม่นำมาพิจารณาอีกเนื่องจากการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ทำให้ฟิวส์กลายเป็นอุปกรณ์ตัวแรกที่รับผิดชอบการเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนย่อยหลังรีโคลสเซอร์แทนรีโคลสเซอร์ การตรวจสอบการประสานสัมพันธ์ในกรณีนี้ที่ 3 นี้จึงไม่มีความจำเป็นอีกต่อไป

จากตารางที่ 7.21 และ 7.22 พบว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 9.09 MW ขึ้นไปที่ตำแหน่ง 1C ระบบจะยังคงประสบปัญหาการประสานสัมพันธ์ในกรณีนี้ที่ 1 ถึงแม้จะทำการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์แล้วก็ตาม ตัวอย่างของปัญหาที่เกิดขึ้นแสดงได้ดังรูปที่ 7.13 และตารางที่ 7.24



รูปที่ 7.13 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีนี้ที่ 1 และกรณีนี้ที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C

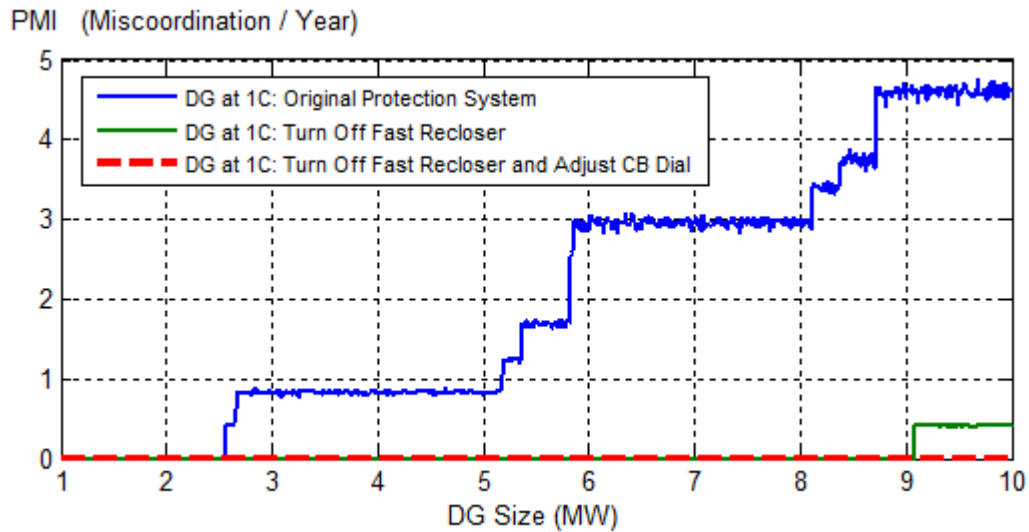
ตารางที่ 7.24 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10MW ที่ตำแหน่ง 1C

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ระบบป้องกันดั้งเดิม		ปิดการทำงานแบบเร็ว ของรีโคลสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
10 MW	เบรกเกอร์	2210	0.4092	3	0.4092	2
	รีโคลสเซอร์ (เร็ว)	928.80	0.0161	1	-	-
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	928.80	0.3366	2	0.3366	1

จากรูปที่ 7.13 และตารางที่ 7.24 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 9.09 MW ที่ตำแหน่งหลังรีโคลสเซอร์ เมื่อเกิดความผิดปกติด้านหน้ารีโคลสเซอร์ กระแสผิดปกติที่ไหลย้อนผ่านรีโคลสเซอร์จะมีค่าสูงมาก ถึงแม้จะทำการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์แล้ว การทำงานแบบช้าของรีโคลสเซอร์ก็ยังคงทำงานก่อนเบรกเกอร์ ทำให้ยังคงเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ในกรณีที่ 1 การแก้ไขสามารถทำได้โดยการปรับลดค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ (Time dial หรือ Dial) ลงเล็กน้อยเพื่อให้เบรกเกอร์ทำงานเร็วขึ้นที่ค่ากระแสผิดปกติขนาดเท่าเดิม

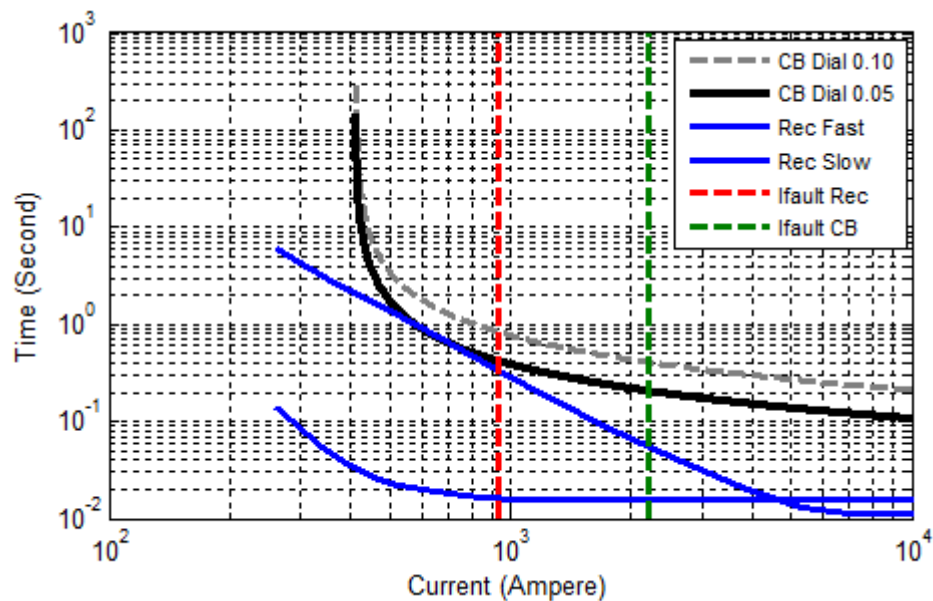
กรณีที่ 2.2 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ และปรับเบรกเกอร์

กรณีนี้จะปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ในสายป้อนที่ 1 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C ตั้งแต่ขนาด 2.56 MW ขึ้นไป และทำการปรับลดค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ในสายป้อนที่ 1 จาก 0.10 เป็น 0.05 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตั้งแต่ขนาด 9.09 MW ขึ้นไป โดยค่า 0.05 ที่เลือกใช้นั้น เกิดจากการลองทดสอบปรับลดค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์หลายๆครั้งจนได้ค่าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบทดสอบในกรณีนี้ ผลการทดสอบค่า PMI สำหรับกรณีนี้จะถูกนำไปเปรียบเทียบกับกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 ดังแสดงในรูปที่ 7.14



รูปที่ 7.14 PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2

ผลการทดสอบค่า PMI ดังรูปที่ 7.14 แสดงให้เห็นว่าการปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 2.2 สามารถแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์ได้ทุกกรณี ส่งผลให้ค่าดัชนี PMI ที่คำนวณได้สำหรับทุกขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีค่าเท่ากับศูนย์ ตัวอย่างการปรับลดค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์เพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 1 แสดงได้ดังรูปที่ 7.15 และตารางที่ 7.25



รูปที่ 7.15 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ตารางที่ 7.25 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 2.1 และกรณี 2.2 เมื่อเกิดความผิดปกติของที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสผิดปกติ (แอมป์)	ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ ไม่ปรับเบรกเกอร์		ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ ปรับเบรกเกอร์	
			เวลาการทำงาน (วินาที)	ลำดับการทำงาน	เวลาการทำงาน (วินาที)	ลำดับการทำงาน
10 MW	เบรกเกอร์	2210	0.4092	2	0.2045	1
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	928.80	0.3366	1	0.3366	2

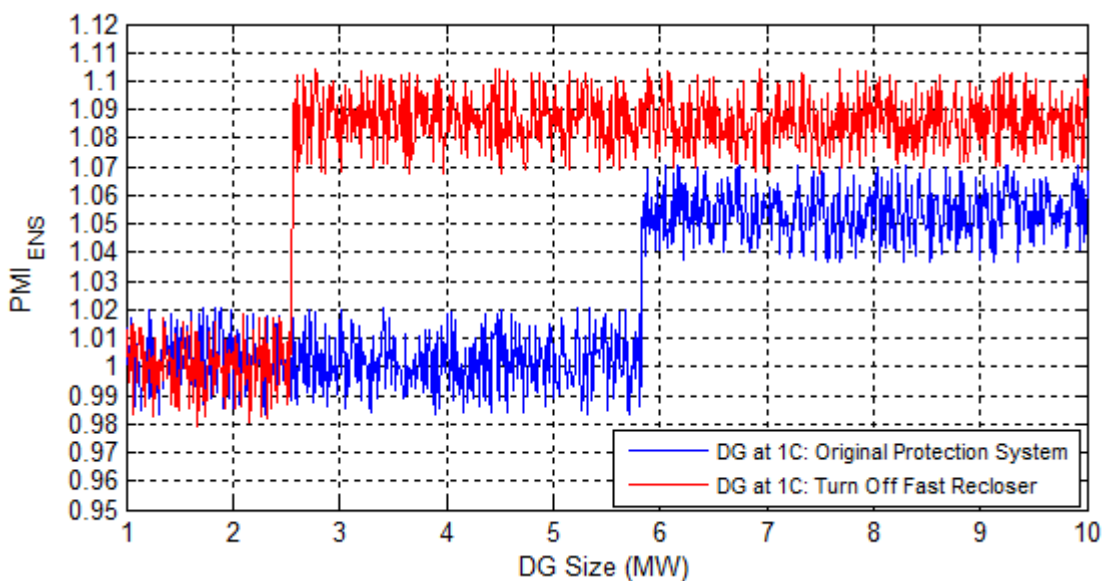
ตารางที่ 7.25 และรูปที่ 7.15 แสดงให้เห็นว่าการปรับเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ทำให้เบรกเกอร์ทำการตัดวงจรเร็วขึ้นกว่าเดิมและเร็วกว่าการทำงานแบบช้าของรีโคลสเซอร์ ส่งผลให้ปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคลสเซอร์ได้รับการแก้ไข

7.3.2.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS})

ในหัวข้อนี้จะทำการทดสอบหาค่า PMI_{ENS} ของระบบในกรณี 2.1 เปรียบเทียบกับระบบดั้งเดิม ผลการทดสอบแสดงได้ดังตารางที่ 7.26 และ รูปที่ 7.16

ตารางที่ 7.26 PMI_{ENS} ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI_{ENS} ของแต่ละกรณีการปรับระบบป้องกัน					
	ระบบป้องกันดั้งเดิม			ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 2.55	0.9833	1.0207	0.9997	0.9789	1.0183	1.0006
2.56 - 5.82	0.9833	1.0207	0.9997	1.0673	1.1044	1.0861
5.83 - 10	1.0365	1.0707	1.0540	1.0673	1.1044	1.0861



รูปที่ 7.16 PMI_{ENS} ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1

ผลการทดสอบในตารางที่ 7.26 และรูปที่ 7.16 แสดงให้เห็นว่าการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 2.56 MW ขึ้นไปจะทำให้ PMI_{ENS} ของระบบมีค่าสูงขึ้นกว่าระบบดั้งเดิม ที่เป็นเช่นนี้เพราะเมื่อปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ในสายป้อนที่ 1 แล้วเกิดความผิดพลาดบนสายป้อนย่อยด้านหลังรีโคสเซอร์ที่บัส 10 บัส 11 หรือบัส 12 ฟิวส์จะกลายเป็นอุปกรณ์ตัวแรกที่ตัดวงจรแทนการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ ทำให้โหลดที่เชื่อมต่ออยู่กับฟิวส์ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าเป็นระยะเวลาที่นานกว่าเดิม ในขณะที่ระบบดั้งเดิมจะเกิดปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ในกรณีที่ 3 (ฟิวส์ทำงานก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 5.83 MW ขึ้นไป โดยปัญหาในกรณีนี้จะเกิดขึ้นเมื่อมีความผิดพลาดที่ บัส 10 และบัส 11 เท่านั้น ส่งผลให้ PMI_{ENS} ของระบบดั้งเดิมมีค่าสูงเกินกว่า 1.0 แต่ก็มีค่าน้อยกว่า PMI_{ENS} ของระบบที่ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์

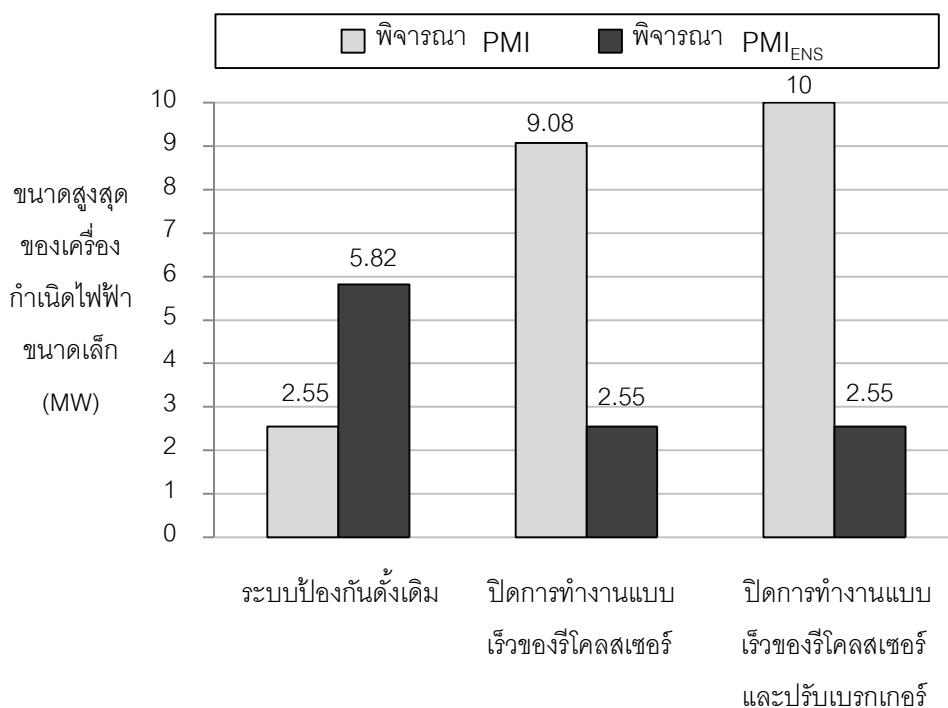
สำหรับการทดสอบค่า PMI_{ENS} ของระบบในกรณีที่ 2.2 จะมีแนวโน้มเช่นเดียวกับค่าที่ได้จากระบบในกรณีที่ 2.1 เพราะว่าการปรับเวลาการทำงานของเบรกเกอร์จะไม่มีผลกระทบต่อระบบในแง่ของพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาด ดังนั้นในหัวข้อนี้จึงจะเลยการทดสอบค่า PMI_{ENS} ของระบบในกรณีที่ 2.2

7.3.2.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C บนสายป้อนที่ 1 ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} ของระบบในกรณีที่ 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 แสดงได้ดังตารางที่ 7.27 และรูปที่ 7.17

ตารางที่ 7.27 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2

กรณีการปรับระบบป้องกัน	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	
	พิจารณา PMI	พิจารณา PMI_{ENS}
ระบบป้องกันดั้งเดิม	2.55	5.82
ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์	9.08	2.55
ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ และปรับเบรกเกอร์	10	2.55



รูปที่ 7.17 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2

จากผลที่ได้ในตารางที่ 7.27 และตารางที่ 7.17 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ได้จากการพิจารณาค่า PMI สำหรับระบบในกรณีนี้ที่ 2.1 และ 2.2 จะมีค่าสูงขึ้นจากระบบดั้งเดิม แสดงว่าการปรับระบบป้องกันโดยการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์สามารถแก้ไขระบบดั้งเดิมให้สามารถรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดใหญ่ขึ้นได้โดยไม่เกิดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน ในขณะที่ ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ได้จากการพิจารณาค่า PMI_{ENS} สำหรับระบบในกรณีนี้ที่ 2.1 และ 2.2 จะมีค่าลดลง เพราะเมื่อเริ่มปิดการทำงานของรีโคลสเซอร์ ระบบจะมีค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดเพิ่มสูงขึ้นเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม ดังนั้นเมื่อพิจารณาในแง่ของพลังงานแล้ว ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถติดตั้งในระบบสำหรับกรณีนี้ที่ 2.1 และ 2.2 จึงจำกัดอยู่ที่ขนาดสูงสุดที่นำมาติดตั้งได้โดยไม่ต้องปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ซึ่งก็คือ 2.55 MW เท่านั้น

7.3.3 กรณีที่ 3 ปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

ในกรณีนี้ที่ 3 นี้จะเป็นการปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในสายป้อนที่ 1 เพื่อรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C ของระบบ RBTS BUS 2 โดยการทดสอบจะถูกแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ

กรณีที่ 3.1 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์

กรณีที่ 3.2 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ ปรับเบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์

7.3.3.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

(Protection Miscoordination Index: PMI)

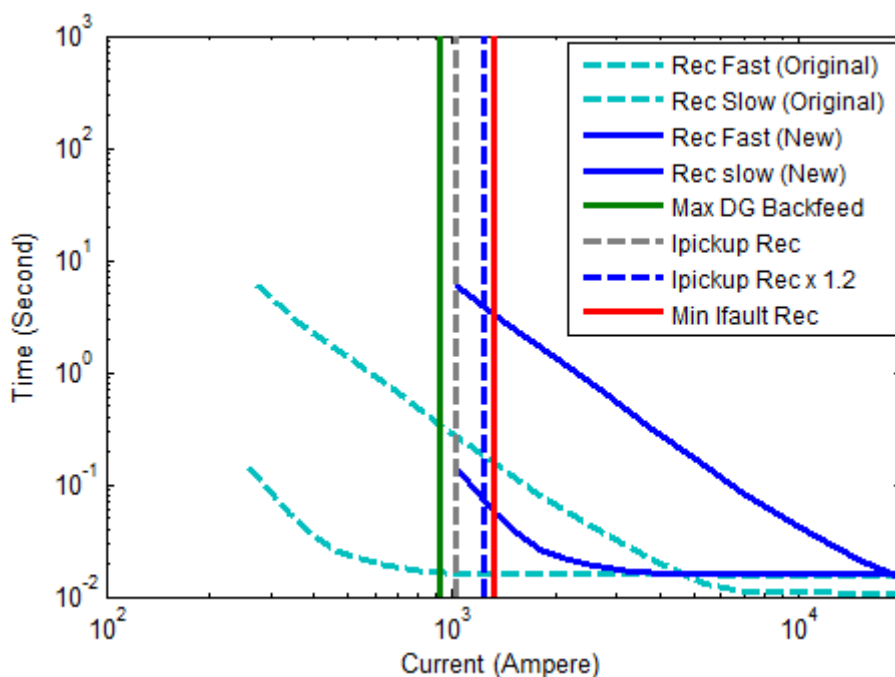
กรณีที่ 3.1 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์

การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ให้สูงขึ้นอย่างเหมาะสมจะช่วยป้องกันไม่ใหรีโคลสเซอร์ทำงานโดยไม่พึงประสงค์เมื่อตรวจจับกระแสไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก ซึ่งเป็นปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันที่เกิดขึ้นมากที่สุด ผลการทดสอบในตารางที่ 7.16 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 2.56 MW ขึ้นไปที่ตำแหน่ง 1C จะทำให้ระบบเริ่มเกิดปัญหารีโคลสเซอร์ทำงานโดยไม่พึงประสงค์ ดังนั้นในหัวข้อนี้จะ

เริ่มปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ในสายป้อนที่ 1 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 2.56 MW จนถึง 10 MW

การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์นั้นกำหนดให้ค่าคงที่ α , β และ γ สำหรับสมการ (4.8), (4.9) และ (4.10) เท่ากับ 1.2, 100 แอมป์ และ 1.2 ตามลำดับ โดยค่าที่เลือกใช้นั้นเกิดจากการลองทดสอบปรับค่าหลายๆครั้งจนได้ค่าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบทดสอบกรณีนี้ โดยเฉพาะ เมื่อทำการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์โดยใช้สมการที่ (4.8) และ (4.9) แล้ว จะต้องมีการนำค่าที่ได้ไปทดสอบกับเงื่อนไขในสมการที่ (4.10) เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดกระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์มีค่าที่สูงจนเกินไปตามที่ได้อธิบายไปแล้วในบทที่ 4 ถ้าค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ที่คำนวณได้จากกรณีใดไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ในกรณีนั้นอาจส่งผลเสียต่อระบบได้

สำหรับระบบ RBTS BUS 2 นี้ เมื่อคำนวณค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์โดยใช้สมการที่ (4.8) และ (4.9) แล้ว พบว่าค่ากระแสเริ่มทำงานทุกค่าที่คำนวณได้สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในช่วงขนาด 2.56 MW ถึง 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดทั้งหมด ตัวอย่างการทดสอบค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์แสดงได้ดังรูปที่ 7.18 และตารางที่ 7.28



รูปที่ 7.18 ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C ของระบบ RBTS BUS 2

ตารางที่ 7.28 ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้ง
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C ของระบบ RBTS BUS 2

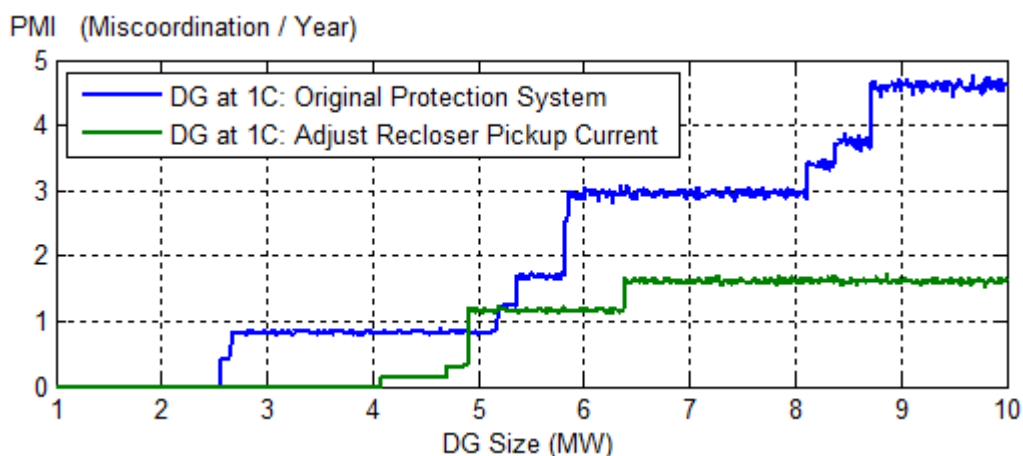
ขนาดของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	$\max(I_{DG,Backfeed})$ (แอมป์)	$I_{R,Pick\ up}$ (แอมป์)	$1.2 \times I_{R,Pick\ up}$ (แอมป์)	$\min(I_R)$ (แอมป์)
10 MW	928.7989	1028.7989	1234.5587	1319.1809

ค่าที่ได้จากตารางที่ 7.28 แสดงให้เห็นว่า $I_{R,Pick\ up}$ ที่คำนวณได้สำหรับกรณีการติดตั้ง
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 10 MW เป็นไปตามเงื่อนไขในสมการที่ (4.10) ดังนั้นเราจึง
สามารถทำการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์ในกรณีนี้ได้

ผลการทดสอบค่า PMI ของระบบในกรณีที่ 3.1 เปรียบเทียบกับกรณีที่ 1 แสดงได้ดัง
ตารางที่ 7.29 และรูปที่ 7.19 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยในแต่ละกรณี
แสดงได้ดังตารางที่ 7.30

ตารางที่ 7.29 PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C
เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI ของแต่ละกรณีการปรับระบบป้องกัน (ครั้ง / ปี)					
	ระบบป้องกันดั้งเดิม			ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโกลสเซอร์		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 2.55	0	0	0	0	0	0
2.56 - 2.64	0.4052	0.43102	0.4190	0	0	0
2.65 - 4.07	0.7747	0.8938	0.83156	0	0	0
4.08 - 4.9	0.7747	0.8938	0.8316	0.1251	0.3264	0.1800
4.91 - 5.16	0.7747	0.8938	0.8316	1.1119	1.2531	1.1670
5.17 - 5.35	1.2035	1.2757	1.2419	1.1119	1.2531	1.1670
5.36 - 5.82	1.6285	1.7545	1.6926	1.1119	1.2531	1.1670
5.83 - 5.85	2.5345	2.5883	2.5634	1.1119	1.2531	1.1670
5.86 - 6.38	2.8141	3.0859	2.9574	1.1119	1.2531	1.1670
6.39 - 8.11	2.8141	3.0859	2.9574	1.5334	1.7203	1.6156
8.12 - 8.37	3.3103	3.4766	3.3943	1.5334	1.7203	1.6156
8.38 - 8.71	3.6180	3.8782	3.7465	1.5334	1.7203	1.6156
8.72 - 10	4.4188	4.7562	4.6027	1.5334	1.7203	1.6156



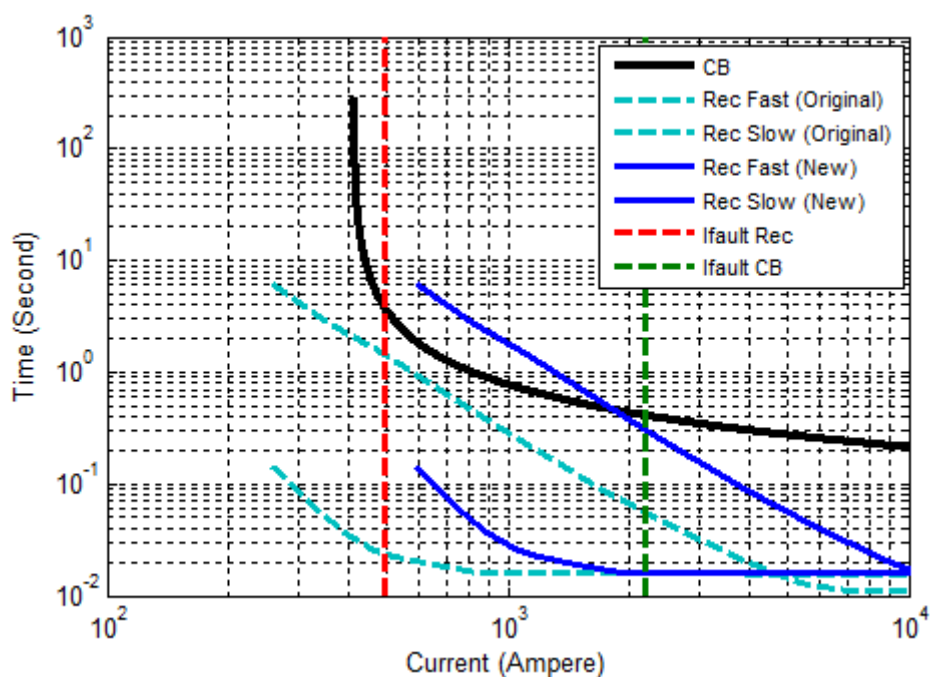
รูปที่ 7.19 PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C
เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1

ตารางที่ 7.30 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยแต่ละกรณีของ RBTS BUS 2
ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 1 และ 3.1

ช่วงขนาด ของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็ก (MW)	อัตราการเกิด ปัญหาการ ประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 1 (ครั้ง / ปี)		อัตราการเกิด ปัญหาการ ประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 3 (ครั้ง / ปี)		อัตราการเกิด ปัญหาการ ประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 4 (ครั้ง / ปี)		อัตราการเกิด ปัญหาการ ประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 5 (ครั้ง / ปี)		อัตราการเกิด ปัญหาการ ประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 9 (ครั้ง / ปี)	
	ระบบ ป้องกัน ดั้งเดิม	ปรับ รีโคลส เซอร์	ระบบ ป้องกัน ดั้งเดิม	ปรับ รีโคลส เซอร์	ระบบ ป้องกัน ดั้งเดิม	ปรับ รีโคลส เซอร์	ระบบ ป้องกัน ดั้งเดิม	ปรับ รีโคลส เซอร์	ระบบ ป้องกัน ดั้งเดิม	ปรับ รีโคลส เซอร์
	1 - 2.55	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.56 - 2.64	0.4190	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.65 - 4.07	0.8316	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.08 - 4.9	0.8316	0	0	0	0	0	0	0	0	0.1800
4.91 - 5.16	0.8316	0	0	0.8581	0	0	0	0	0	0.3089
5.17 - 5.35	0.8278	0	0	0.8581	0.4141	0	0	0	0	0.3089
5.36 - 5.82	0.8332	0	0	0.8581	0.8594	0	0	0	0	0.3089
5.83 - 5.85	0.8398	0	0.8746	0.8581	0.8490	0	0	0	0	0.3089
5.86 - 6.38	0.8295	0	0.8583	0.8581	1.2695	0	0	0	0	0.3089
6.39 - 8.11	0.8295	0	0.8583	1.3046	1.2695	0	0	0	0	0.3110
8.12 - 8.37	0.8156	0	0.8559	1.3046	1.2820	0	0.4408	0	0	0.3110
8.38 - 8.71	0.8308	0	0.8650	1.3046	1.6068	0	0.4438	0	0	0.3110
8.72 - 10	0.8337	0	0.8603	1.3046	2.4648	0	0.4439	0	0	0.3110

ผลการทดสอบค่า PMI ในตารางที่ 7.29 และรูปที่ 7.19 แสดงให้เห็นว่าการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์มีผลทำให้ค่า PMI ของระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในหลายช่วงขนาดมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม ในขณะที่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในช่วงขนาด 4.91 MW ถึง 5.16 MW การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์จะทำให้ PMI ของระบบมีค่าสูงขึ้นจากระบบดั้งเดิม

สาเหตุที่การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ทำให้ PMI มีค่าลดลงเนื่องจากการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ช่วยแก้ปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่ 1 กรณีที่ 4 และกรณีที่ 5 ซึ่งทั้งหมดนี้เป็นปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคลสเซอร์และเป็นปัญหาที่พบได้บ่อยครั้งที่สุด ตัวอย่างการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์เพื่อแก้ปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน แสดงได้ดังรูปที่ 7.20 และตารางที่ 7.31



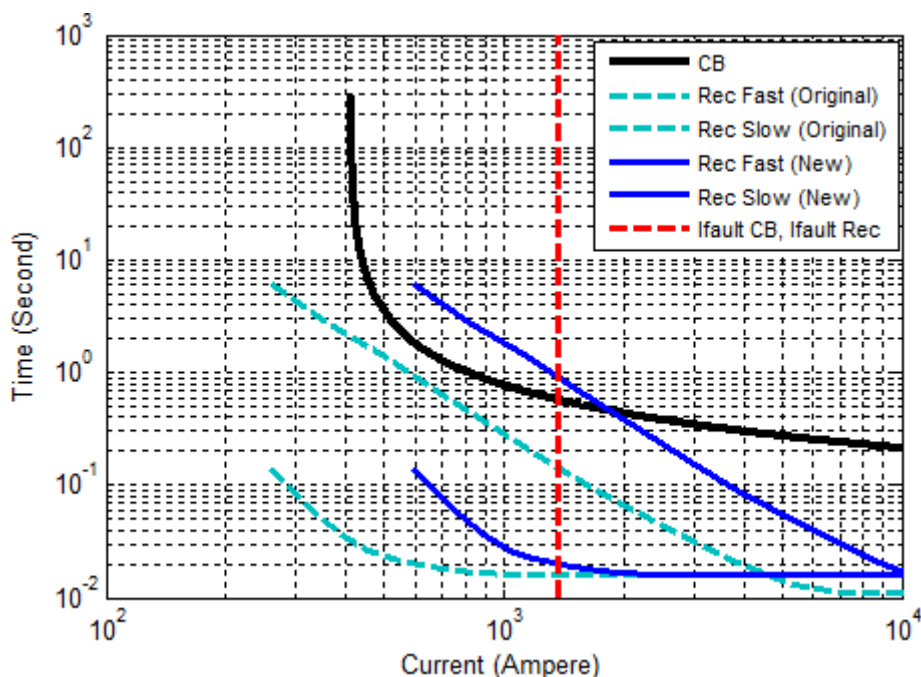
รูปที่ 7.20 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ตารางที่ 7.31 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติของที่บัส 3 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสผิดปกติ (แอมป์)	ระบบป้องกันดั้งเดิม		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์	
			เวลาการทำงาน (วินาที)	ลำดับการทำงาน	เวลาการทำงาน (วินาที)	ลำดับการทำงาน
5 MW	เบรกเกอร์	2210.10	0.4092	2	0.4092	1
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	492.99	0.0238	1	-	-
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	492.99	1.4310	3	-	-

รูปที่ 7.20 และตารางที่ 7.31 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C ในระบบดั้งเดิมจะทำให้เกิดปัญหารีโคสเซอร์ทำงานโดยไม่พึงประสงค์เมื่อเกิดความผิดปกติด้านหน้ารีโคสเซอร์ที่บัส 3 โดยการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์จะทำงานก่อนที่เบรกเกอร์จะตัดวงจรได้ทัน แต่หลังจากปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ให้สูงขึ้นอย่างเหมาะสมแล้ว กระแสผิดปกติจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไหลย้อนผ่านรีโคสเซอร์จะไม่ทำให้รีโคสเซอร์ทำงาน ดังนั้นปัญหารีโคสเซอร์ทำงานโดยไม่พึงประสงค์จะไม่เกิดขึ้นกับระบบอีก

เมื่อพิจารณาผลการทดสอบจากตารางที่ 7.30 จะพบปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันอีกกรณีนอกเหนือจากปัญหาที่เกิดขึ้นกับระบบดั้งเดิม คือ การละเมิดเงื่อนไขกรณี 9 (สมการ (4.11)) ซึ่งเกิดจากการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ที่สูงเกินไปทำให้เกิดความผิดปกติแบบถาวรหลังรีโคสเซอร์ การทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์จะไม่สามารถแก้ไขความผิดปกตินั้นได้ โดยปกติแล้วอุปกรณ์ลำดับถัดไปที่ควรตัดวงจรคือการทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์ แต่ในกรณีนี้จะกลายเป็นเบรกเกอร์ที่ทำการตัดวงจรแทน ปัญหาที่เกิดขึ้นแสดงได้ดังรูปที่ 7.21 และตารางที่ 7.32



รูปที่ 7.21 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงที่บัส 5 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

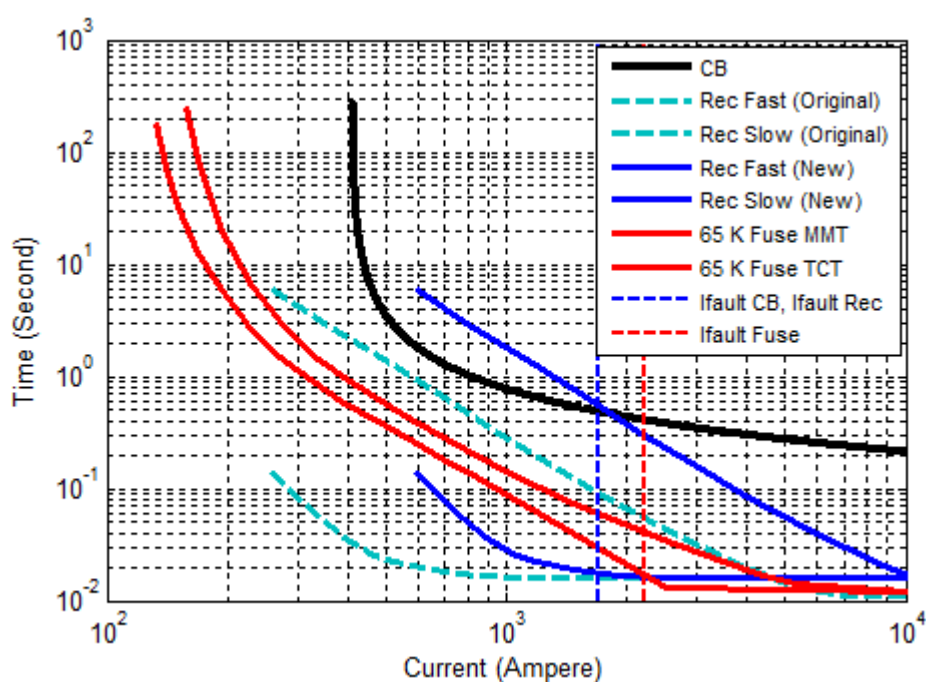
ตารางที่ 7.32 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงที่บัส 5 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ระบบป้องกันดั้งเดิม		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคลสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
5 MW	เบรกเกอร์	1375.30	0.5726	3	0.5726	2
	รีโคลสเซอร์ (เร็ว)	1375.30	0.0158	1	0.0197	1
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	1375.30	0.1419	2	0.9001	3

จากรูปและตารางแสดงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติบนสายป้อนหลักหลังรีโคลสเซอร์ที่บัส 5 ในระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C พบว่าการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์จะทำให้รีโคลสเซอร์ทำงานช้าลงกว่าเดิม เมื่อตรวจจับกระแสผิดปกติขนาดเท่าเดิม ส่งผลให้เบรกเกอร์ตัดวงจรก่อนการทำงานแบบช้าของรี

โคลสเซอร์ และเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่ 9 การแก้ไขปัญหกรณีนี้นี้สามารถทำได้โดยการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของเบรกเกอร์และปรับค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ (Dial) เพื่อให้เบรกเกอร์ทำงานช้าลงกว่าเดิมซึ่งจะทำการทดสอบในหัวข้อต่อไป

นอกจากปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่ 9 แล้ว เมื่อพิจารณาผลการทดสอบในตารางที่ 7.30 จะพบว่าค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์จะมีผลให้ระบบเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 (ละเมิดเงื่อนไขสมการที่ (4.5)) เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดน้อยกว่าเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม กล่าวคือ ระบบดั้งเดิมจะเริ่มมีปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 5.83 MW ขึ้นไป ในขณะที่ระบบที่ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์จะเริ่มมีปัญหาตั้งแต่ 4.91 MW ขึ้นไป ปัญหาที่เกิดขึ้นแสดงได้ดังรูปที่ 7.22 และตารางที่ 7.33



รูปที่ 7.22 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติของที่บัส 11 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ตารางที่ 7.33 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 11 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ระบบป้องกันดั้งเดิม		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
5 MW	เบรกเกอร์	1701.50	0.4858	5	0.4858	4
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	1701.50	0.0158	1	0.0174	2
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	1701.50	0.0898	4	0.5536	5
	ฟิวส์ (MMT)	2205.50	0.0171	2	0.0171	1
	ฟิวส์ (TCT)	2205.50	0.0418	3	0.0418	3

การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในรูปที่ 7.22 และตารางที่ 7.33 แสดงให้เห็นว่าเมื่อระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C เกิดความผิดปกติขึ้นบริเวณสายป้อนย่อยด้านหลังรีโคสเซอร์ที่บัส 11 การปรับค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของรีโคสเซอร์จะทำให้การทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ทำงานช้าลงจากเดิมเล็กน้อย ส่งผลให้ฟิวส์กลายเป็นอุปกรณ์ที่ตัดวงจรได้เร็วกว่า และระบบเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่ 3 ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับระบบดั้งเดิมที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดเท่ากันนี้ อุปกรณ์ป้องกันในระบบดั้งเดิมจะทำงานตามลำดับอย่างถูกต้อง และไม่เกิดปัญหานี้

การแก้ปัญหาคือการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่ 3 สามารถทำได้โดยการเปลี่ยนฟิวส์ที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโคสเซอร์ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นเพื่อให้ฟิวส์ทำงานช้าลงจากเดิม เมื่อตรวจจับกระแสผิดปกติขนาดเท่าเดิมซึ่งจะทำการทดสอบในหัวข้อต่อไป

การเกิดปัญหากรณีที่ 3 ที่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดต่ำลง และการเกิดปัญหาในกรณีที่ 9 จากการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ให้สูงขึ้นนั้น ส่งผลให้การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วงขนาด 4.91 MW ถึง 5.16 MW ที่ระบบกรณีที่ 3.1 มีค่า PMI สูงกว่าระบบดั้งเดิมตามที่แสดงไว้ในตารางที่ 7.29

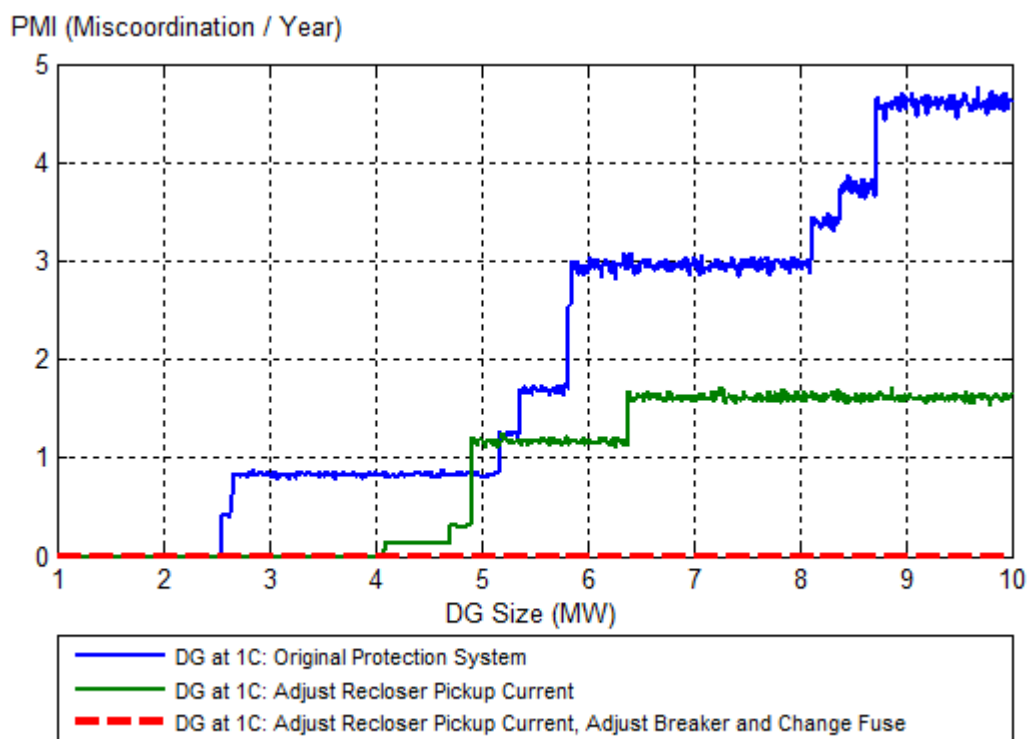
กรณีศึกษาที่ 3.2 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ ปรับเบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์

ในกรณีศึกษาที่ 3.2 นี้จะทำการปรับระบบป้องกันเพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ที่เกิดขึ้นในการปรับระบบป้องกันกรณีศึกษาที่ 3.1 โดยปรับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังนี้

1. ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาด 2.56 MW ขึ้นไปเพื่อแก้ไขปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคลสเซอร์เช่นเดียวกับการปรับระบบป้องกันกรณีศึกษาที่ 3.1 ในหัวข้อที่ผ่านมา
2. ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของเบรกเกอร์ให้สูงขึ้นจากเดิมเพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ในกรณีศึกษาที่ 9 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 4.08 MW ขึ้นไป โดยในหัวข้อนี้จะปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของเบรกเกอร์ให้เท่ากับกระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ และปรับค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ (Dial) จาก 0.1 เป็น 0.2 เพื่อให้เบรกเกอร์ทำงานช้าลง
3. เปลี่ยนฟิวส์ที่ติดตั้งในสายป้อนย่อยที่ 8 และ 9 จากขนาด 65K เป็น 100K สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 4.91 MW ขึ้นไป และเปลี่ยนฟิวส์ที่ติดตั้งในสายป้อนย่อยที่ 11 จากขนาด 65K เป็น 100K สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 6.39 MW ขึ้นไปเพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันกรณีศึกษาที่ 3

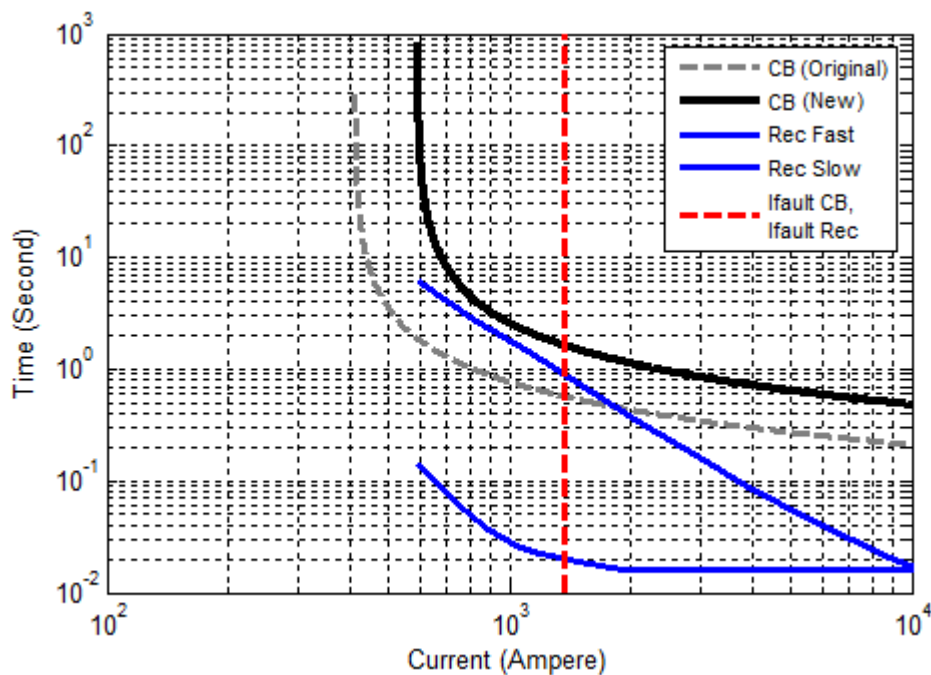
การปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน และและปรับค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ รวมถึงการเลือกขนาดของฟิวส์ใหม่ เกิดจากการลองทดสอบปรับค่าหลายๆครั้ง แล้วพิจารณาเลือกค่าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบทดสอบในกรณีศึกษา

ผลการทดสอบค่า PMI ของระบบในกรณีศึกษาที่ 3.2 เปรียบเทียบกับกรณีศึกษาที่ 3.1 และกรณีศึกษาที่ 1 แสดงได้ดังรูปที่ 7.23



รูปที่ 7.23 PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C
เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

จากผลการทดสอบค่า PMI ในรูปที่ 7.23 พบว่าการปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.2 ส่งผลให้ค่า PMI ของระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทุกขนาดที่ตำแหน่ง 1C มีค่า PMI เท่ากับศูนย์ซึ่งหมายความว่า การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะไม่ทำให้ระบบประสบกับเหตุการณ์การสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีใดๆ เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นที่เป็นเช่นนี้ เพราะว่าการปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.2 จะช่วยแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 และกรณีที่ 9 ซึ่งเกิดขึ้นกับการปรับระบบป้องกันที่ 3.1 ในหัวข้อที่ผ่านมา ตัวอย่างการปรับการทำงานของเบรกเกอร์เพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 9 แสดงได้ดังรูปที่ 7.24 และตารางที่ 7.34



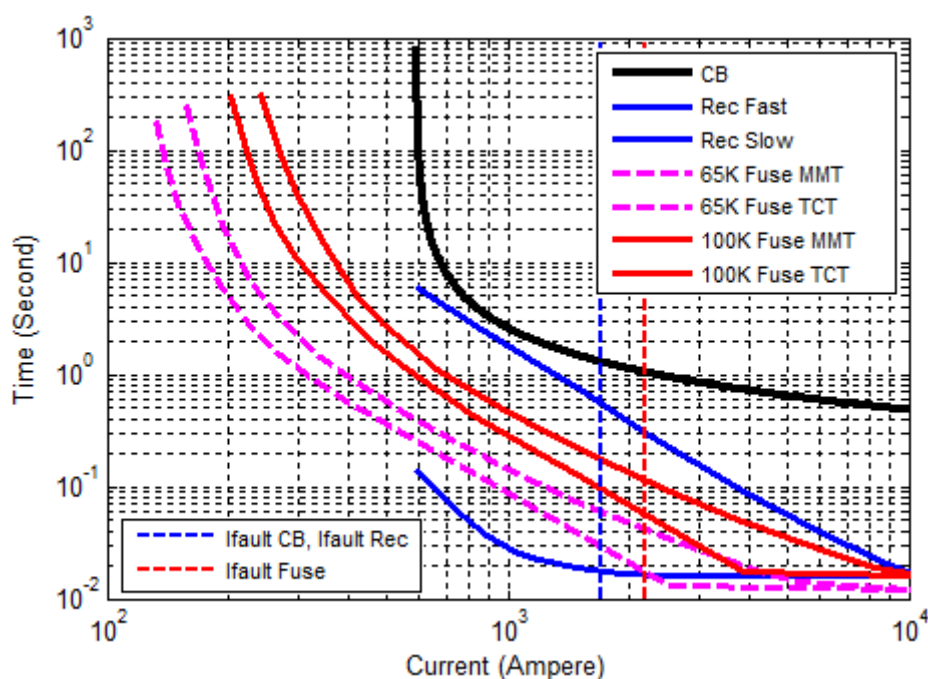
รูปที่ 7.24 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 3.1 และกรณี 3.2 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่ บัส 5 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ตารางที่ 7.34 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 3.1 และกรณี 3.2 เมื่อเกิดความผิดพลาด ที่บัส 5 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดพลาด (แอมป์)	ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคสเซอร์		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคสเซอร์ ปรับ เบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
5 MW	เบรกเกอร์	1375.30	0.5726	2	1.6456	3
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	1375.30	0.0197	1	0.0197	1
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	1375.30	0.9001	3	0.9001	2

จากรูปที่ 7.24 และตารางที่ 7.34 แสดงให้เห็นว่าการปรับการทำงานของเบรกเกอร์ให้ทำงานช้าลงในกรณี 3.2 จะช่วยชะลอให้เบรกเกอร์ทำงานช้ากว่าการทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์เมื่อเกิดความผิดพลาดบนสายป้อนหลักด้านหลังรีโคสเซอร์ ส่งผลให้ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณี 9 ซึ่งเกิดจากการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ในกรณี 3.1 ถูกแก้ไข

ตัวอย่างการเปลี่ยนฟิวส์เพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณี 3 แสดงได้ดังรูปที่ 7.25 และตารางที่ 7.35



รูปที่ 7.25 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 3.1 และกรณี 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 11 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ตารางที่ 7.35 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 3.1 และกรณี 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 11 ในระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 5 MW ที่ตำแหน่ง 1C

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคลสเซอร์		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของ รีโคลสเซอร์ ปรับ เบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
5 MW	เบรกเกอร์	1701.50	0.4858	4	1.3112	5
	รีโคลสเซอร์ (เร็ว)	1701.50	0.0174	2	0.0174	1
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	1701.50	0.5536	5	0.5536	4
	ฟิวส์ (MMT)	2205.50	0.0171	1	0.0557	2
	ฟิวส์ (TCT)	2205.50	0.0418	3	0.1121	3

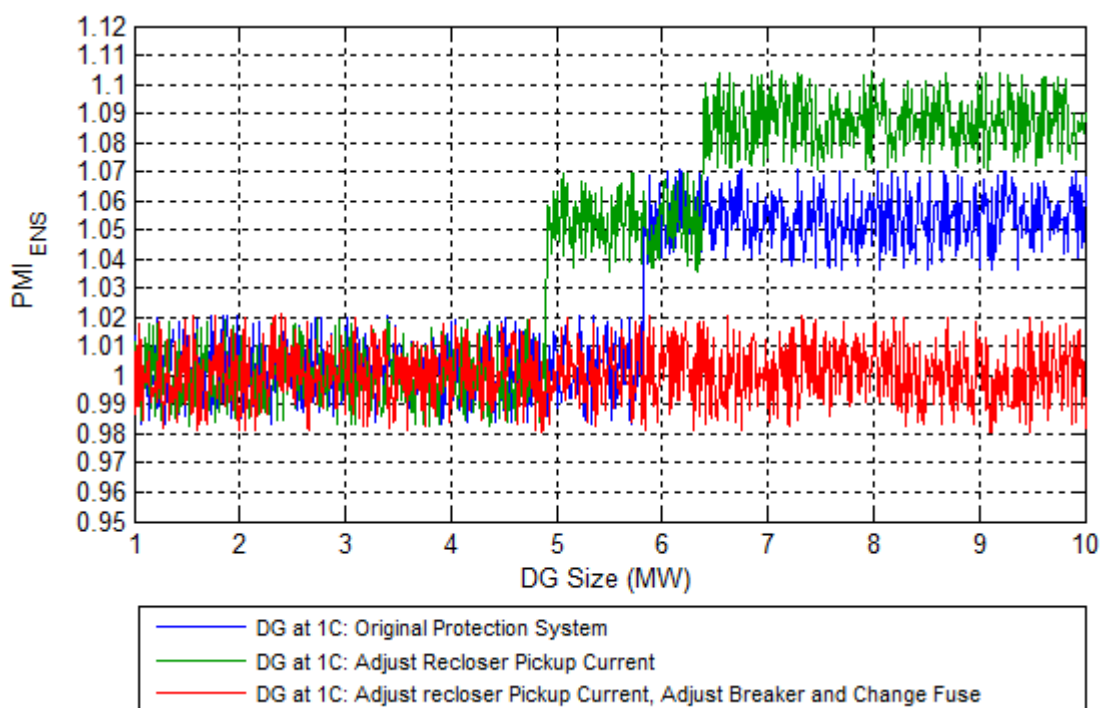
จากผลการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในรูปแบบที่ 7.25 และตารางที่ 7.35 แสดงให้เห็นว่าการเปลี่ยนฟิวส์ในสายป้อนที่ 9 ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจากขนาด 65K เป็นขนาด 100K จะช่วยแก้ไขปัญหาฟิวส์ตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดปกติที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์ (ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3) ซึ่งเกิดขึ้นกับระบบดั้งเดิมและระบบกรณีที่ 3.1 เนื่องจากฟิวส์ที่มีขนาดใหญ่ขึ้นจะใช้เวลาในการตัดวงจรมากขึ้นที่ค่ากระแสผิดปกติของขนาดเท่าเดิม

7.3.3.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS})

ผลการทดสอบค่า PMI_{ENS} ของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาด 1 MW ถึง 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ใช้ระบบป้องกันดั้งเดิม ปรับระบบป้องกันกรณีที่ 3.1 และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 3.2 แสดงได้ดังตารางที่ 7.36 และรูปที่ 7.26

ตารางที่ 7.36 PMI_{ENS} ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

ช่วงขนาด ของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็ก (MW)	PMI_{ENS} ของแต่ละกรณีการปรับระบบป้องกัน								
	ระบบป้องกันดั้งเดิม			ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคลสเซอร์			ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ ปรับเบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 4.90	0.9833	1.0207	0.9997	0.9824	1.0193	1.0002	0.9807	1.0209	1.0005
4.91 - 5.82	0.9833	1.0207	0.9997	1.0355	1.0694	1.0528	0.9807	1.0209	1.0005
5.83 - 6.38	1.0365	1.0707	1.0540	1.0355	1.0694	1.0528	0.9807	1.0209	1.0005
6.39 - 10	1.0365	1.0707	1.0540	1.0698	1.1032	1.0859	0.9807	1.0209	1.0005



รูปที่ 7.26 PMI_{ENS} ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

กรณีที่ 3.1 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์

จากผลการทดสอบในหัวข้อที่ผ่านมาพบว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในช่วงขนาด 4.91 MW ขึ้นไปที่ตำแหน่ง 1C ในระบบที่มีการปรับระบบป้องกันกรณีที่ 3.1 จะทำให้ระบบประสบปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 เมื่อเกิดความผิดปกติที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์ที่บัส 10 และบัส 11 ในขณะที่ระบบดั้งเดิมจะเริ่มประสบปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีดังกล่าวนี้ตั้งแต่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาด 5.83 MW ขึ้นไป ดังนั้นในช่วงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาด 4.91 MW ถึง 5.82 MW ระบบในกรณีที่ 3.1 จะมีค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติสูงกว่าระบบดั้งเดิม ส่งผลให้ PMI_{ENS} ในช่วงนี้มีค่าสูงกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับระบบดั้งเดิม

เมื่อพิจารณาค่า PMI_{ENS} ของระบบกรณีที่ 3.1 ที่มีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 6.39 MW ขึ้นไปจะพบว่าค่า PMI_{ENS} จะสูงกว่าระบบดั้งเดิมในช่วงเดียวกัน ที่เป็นเช่นนี้เพราะระบบกรณีที่ 3.1 จะประสบปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 ทุกครั้งที่เกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนย่อยหลังรีโคลสเซอร์ทุกจุด คือ บัส 10 บัส 11 และบัส 12 ในขณะที่ระบบดั้งเดิม

จะเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีนี้เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นที่บัส 10 และบัส 11 เท่านั้น ทำให้พลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดของระบบที่ 3.1 มีค่าสูงกว่าระบบดั้งเดิม

กรณีที่ 3.2 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ ปรับเบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์

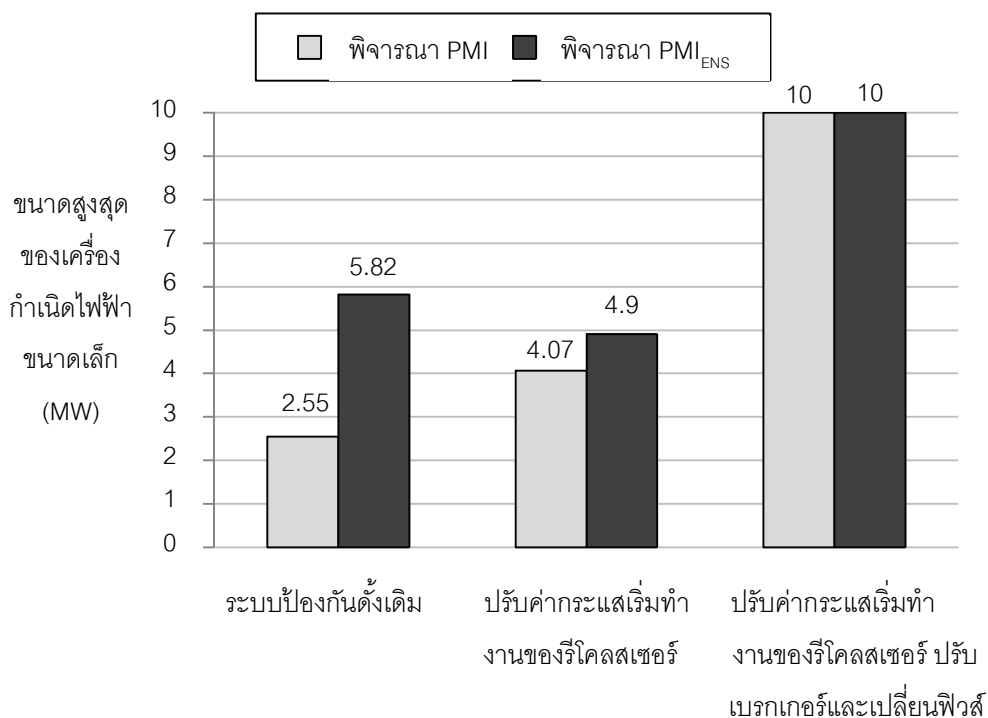
ผลการทดสอบค่า PMI_{ENS} ในตารางที่ 7.36 และรูปที่ 7.26 แสดงให้เห็นว่าการปรับระบบป้องกันกรณีที่ 3.2 จะทำให้ระบบสามารถรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้จนถึงขนาดที่สูงที่สุดคือ 10 MW โดยไม่ทำให้ระบบมีค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดสูงขึ้น ส่งผลให้ PMI_{ENS} ของระบบกรณีที่ 3.2 มีค่าเฉลี่ยประมาณ 1.0 ตลอดทุกช่วงการทดสอบ

7.3.3.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่ง 1 C บนสายบัสที่ 1 ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} ของระบบในกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 แสดงได้ดังตารางที่ 7.37 และรูปที่ 7.27

ตารางที่ 7.37 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

กรณีการปรับระบบป้องกัน	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	
	พิจารณา PMI	พิจารณา PMI_{ENS}
ระบบป้องกันดั้งเดิม	2.55	5.82
ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์	4.07	4.9
ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ ปรับเบรกเกอร์และเปลี่ยนฟิวส์	10	10



รูปที่ 7.27 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

จากค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในตารางที่ 7.37 และรูปที่ 7.27 พบว่าเมื่อพิจารณาจากค่า PMI การปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.1 จะช่วยให้สามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดใหญ่ขึ้นกว่าระบบดั้งเดิมโดยไม่มีผลกระทบต่อระบบในแง่ของการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน แต่ถ้าพิจารณาจาก PMI_{ENS} จะพบว่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่ง 1C มีค่าลดลงเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม ที่เป็นเช่นนี้ก็เพราะปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 ซึ่งส่งผลกระทบโดยตรงต่อการเพิ่มขึ้นของค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดจะเกิดขึ้นกับระบบกรณีที่ 3.1 ที่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดต่ำกว่าระบบดั้งเดิมตามที่ได้กล่าวแล้วไปในหัวข้อที่ผ่านมา

สำหรับการปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.2 จะสามารถแก้ไขได้ทั้งปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน และปัญหาการเพิ่มขึ้นของค่าพลังงานที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาด ดังนั้นเราจึงสามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบนี้ได้จนถึงขนาดที่สูงที่สุด คือ 10 MW

7.3.4 ผลการทดสอบทุกกรณีของระบบ RBTS BUS 2

รายละเอียดการปรับระบบป้องกันในทุกกรณีของระบบ RBTS BUS 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7.38

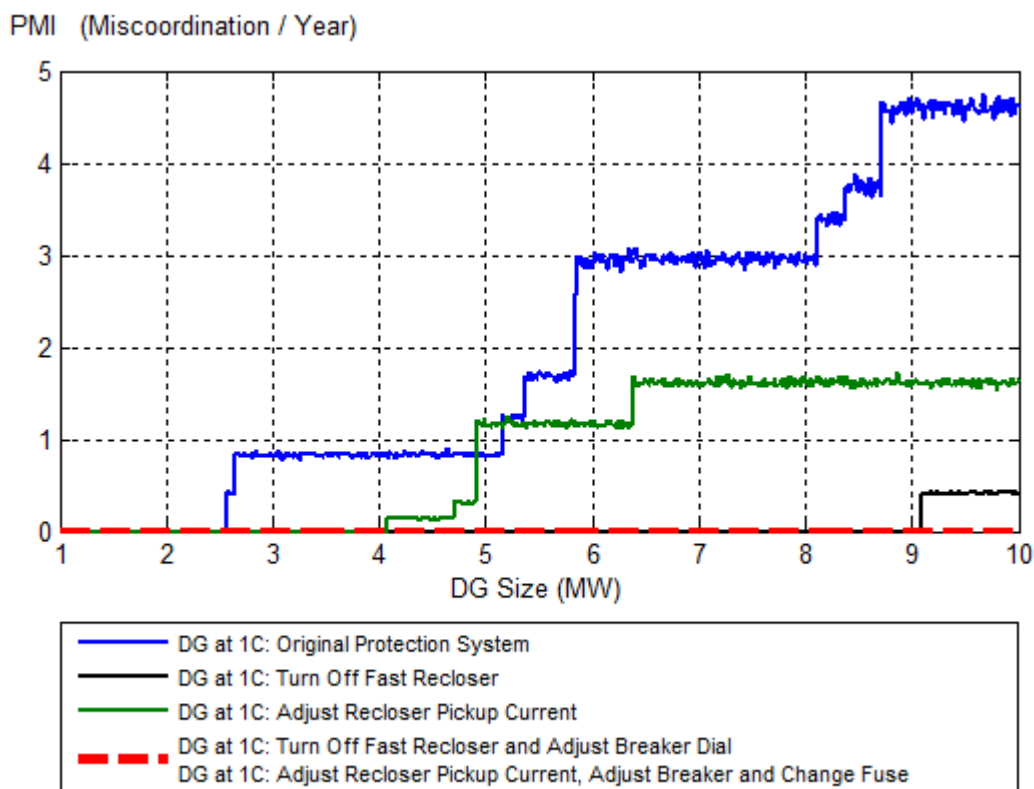
ตารางที่ 7.38 รายละเอียดการปรับระบบป้องกันในทุกกรณีของระบบ RBTS BUS 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C

กรณีการปรับระบบป้องกัน	รายละเอียดการปรับระบบป้องกัน	ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เริ่มใช้การปรับระบบป้องกัน
1	ระบบป้องกันดั้งเดิม	-
2.1	ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์	2.56 MW
2.2	1. ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ 2. ปรับลดค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์จาก 0.10 เป็น 0.05	2.56 MW 9.09 MW
3.1	ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ให้สูงขึ้นตามสมการ $I_{R,pick\ up} = 1.2 \times \max(I_{DG,Backfeed})$	2.56 MW
3.2	1. ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ให้สูงขึ้นตามสมการ $I_{R,pick\ up} = 1.2 \times \max(I_{DG,Backfeed})$ 2. ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของเบรกเกอร์ให้สูงขึ้นเท่ากับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ 3. ปรับค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ให้สูงขึ้นจาก 0.10 เป็น 0.20 4. เปลี่ยนฟิวส์ที่ติดตั้งในสายป้อนย่อยที่ 8 และ 9 จากขนาด 65K เป็นขนาด 100K 5. เปลี่ยนฟิวส์ที่ติดตั้งในสายป้อนย่อยที่ 11 จากขนาด 65K เป็นขนาด 100K	2.56 MW 4.08 MW 4.08 MW 4.91 MW 6.39 MW

7.3.4.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

(Protection Miscoordination Index: PMI)

ผลการทดสอบดัชนี PMI ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบ RBTS BUS 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C แสดงได้ดังรูปที่ 7.28

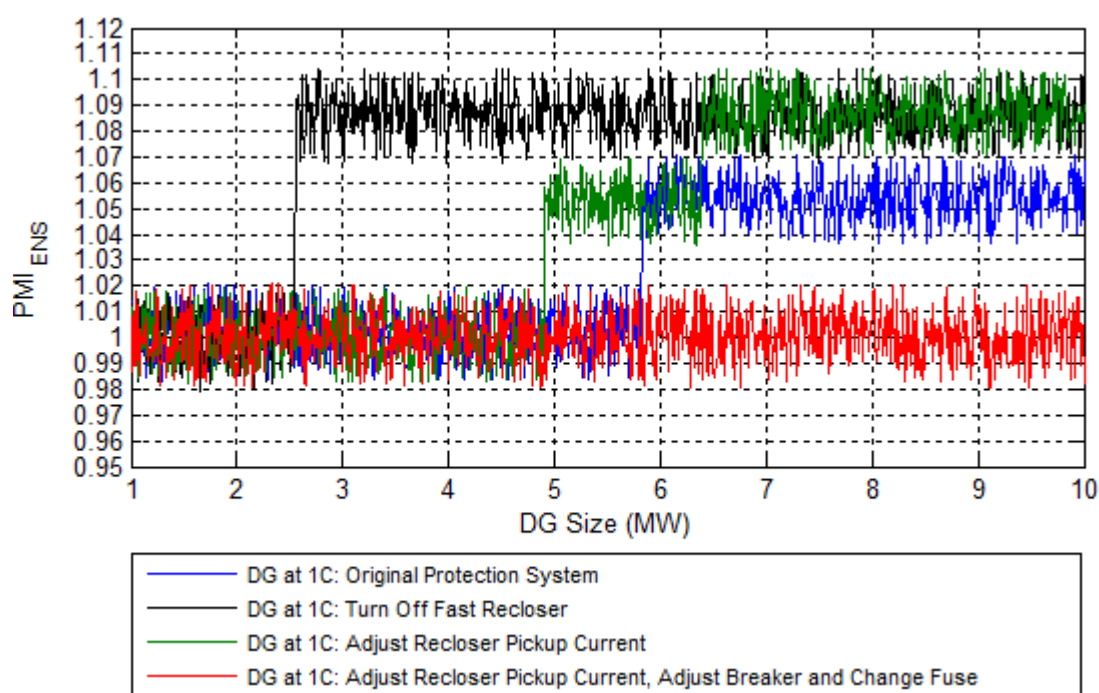


รูปที่ 7.28 PMI ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบ RBTS BUS 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C

จากผลการทดสอบค่า PMI ของการปรับระบบป้องกันในทุกกรณีพบว่า การปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 2.2 และกรณีที่ 3.2 จะช่วยทำให้ระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กทุกๆ ขนาดจนถึง 10 MW ที่ตำแหน่ง 1C ไม่ประสบกับปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีใดๆเลย ส่งผลให้ค่า PMI ของทั้งสองกรณีนี้ในทุกช่วงมีค่าเท่ากับศูนย์ดังที่แสดงในรูปที่ 7.28

7.3.4.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS})

ผลการทดสอบดัชนี PMI_{ENS} ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบ RBTS BUS 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C แสดงได้ดังรูปที่ 7.29

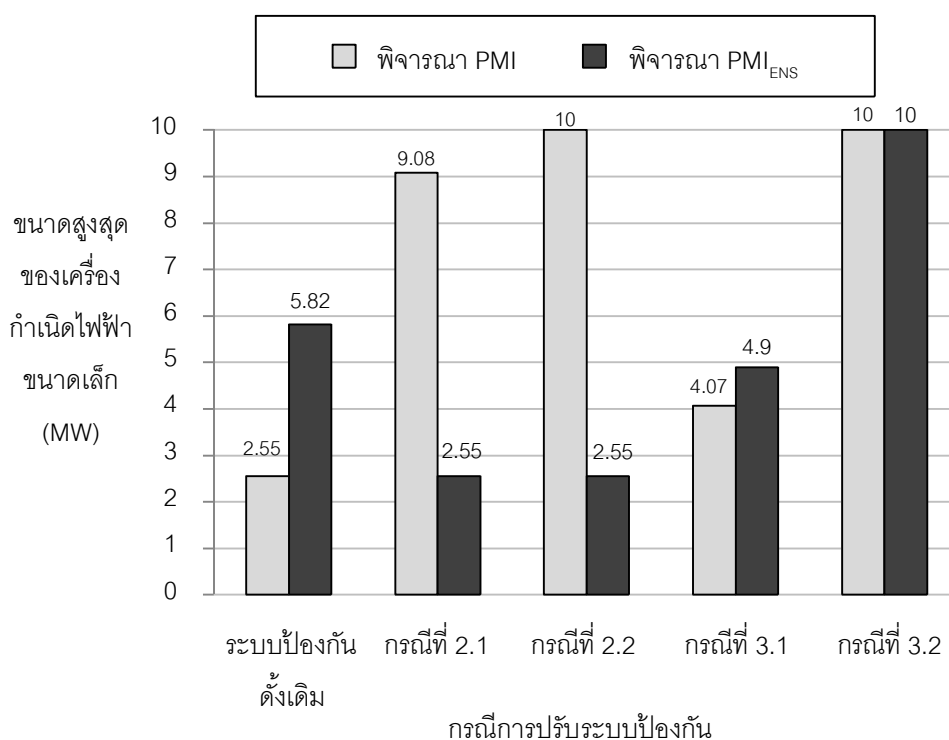


รูปที่ 7.29 PMI_{ENS} ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบ RBTS BUS 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1C

ผลการทดสอบค่า PMI_{ENS} ในรูปที่ 7.29 การปรับระบบป้องกันในกรณีการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ (กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2) จะส่งผลให้ PMI_{ENS} มีค่าเพิ่มสูงขึ้นจากระบบดั้งเดิมเป็นช่วงขนาดการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่กว้างกว่าการปรับระบบป้องกันในกรณีอื่นๆ ในขณะที่การปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.3 จะทำให้ระบบมีค่า PMI_{ENS} เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 1.0 ตลอดทุกช่วงขนาดการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

7.3.4.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่ง 1C ของระบบ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} ของการปรับระบบป้องกันในกรณีต่างๆ แสดงได้ดังรูปที่ 7.30



รูปที่ 7.30 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง 1 C ของ RBTS BUS 2 โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบทุกกรณีการปรับระบบป้องกัน

ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจากรูปที่ 7.30 แสดงให้เห็นว่าเมื่อพิจารณาค่า PMI การปรับระบบป้องกันในทุกกรณีจะมีค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่ง 1C สูงกว่าระบบป้องกันดั้งเดิมทั้งหมด โดยการปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 2.2 และกรณีที่ 3.2 จะสามารถรองรับขนาดการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้สูงที่สุดเมื่อเทียบกับกรณีอื่นๆ ในขณะที่ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเมื่อพิจารณาค่า PMI_{ENS} ของการปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.2 เท่านั้นที่มีค่ามากกว่าระบบดั้งเดิม

7.4 ผลการทดสอบของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

7.4.1 กรณีที่ 1 ระบบป้องกันดั้งเดิม

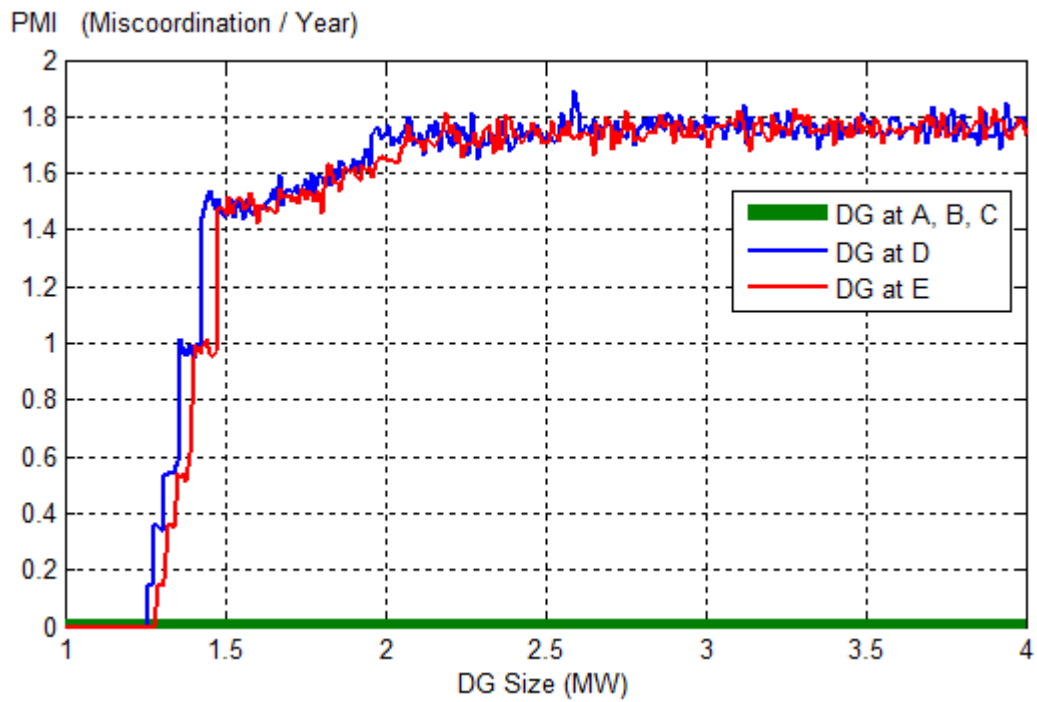
7.4.1.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

(Protection Miscoordination Index: PMI)

ผลการทดสอบค่า PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดต่างๆกันที่ตำแหน่งต่างๆแสดงได้ดังตารางที่ 7.39 และรูปที่ 7.31

ตารางที่ 7.39 PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆ

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI ของแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (ครั้ง/ปี)						
	A, B, C	D			E		
		ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 1.25	0	0	0	0	0	0	0
1.26 - 1.27	0	0.1446	0.1450	0.1448	0	0	0
1.28	0	0.3343	0.3572	0.3488	0	0	0
1.29 - 1.3	0	0.3343	0.3572	0.3488	0.1428	0.1467	0.1447
1.31	0	0.5328	0.5818	0.5483	0.1685	0.1685	0.1685
1.32 - 1.34	0	0.5328	0.5818	0.5483	0.3478	0.3618	0.3557
1.35	0	0.5328	0.5818	0.5483	0.5147	0.6105	0.5460
1.36 - 1.39	0	0.9460	1.0141	0.9800	0.5147	0.6105	0.5460
1.4 - 1.42	0	0.9460	1.0141	0.9800	0.9511	1.0167	0.9751
1.43 - 1.47	0	1.4378	1.5346	1.4799	0.9511	1.0167	0.9751
1.48 - 1.6	0	1.4378	1.5346	1.4799	1.4274	1.5274	1.4808
1.61 - 1.62	0	1.4736	1.4740	1.4738	1.4274	1.5274	1.4808
1.63 - 1.66	0	1.4845	1.5955	1.5326	1.4274	1.5274	1.4808
1.67 - 1.74	0	1.4845	1.5955	1.5326	1.4565	1.5417	1.5178
1.75 - 1.81	0	1.5313	1.6462	1.5894	1.4565	1.5417	1.5178
1.82 - 1.89	0	1.5313	1.6462	1.5894	1.5345	1.6388	1.6016
1.9 - 1.95	0	1.6108	1.6822	1.6421	1.5345	1.6388	1.6016
1.96 - 1.97	0	1.6513	1.8104	1.7330	1.5345	1.6388	1.6016
1.98 - 2.04	0	1.6513	1.8104	1.7330	1.6393	1.6539	1.6467
2.05 - 2.53	0	1.6513	1.8104	1.7330	1.6584	1.8133	1.7315
2.54 - 2.68	0	1.6864	1.8911	1.7627	1.6584	1.8133	1.7315
2.69 - 4	0	1.6864	1.8911	1.7627	1.6798	1.8306	1.7591



รูปที่ 7.31 PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆ

ค่าอัตราการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยเฉลี่ยในแต่ละกรณีตามรูปแบบที่ได้กล่าวไปในบทที่ 4 ของแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคลสเซอร์แสดงได้ดังตารางที่ 7.40

ตารางที่ 7.40 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยเฉลี่ยในแต่ละกรณี และแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กบนสายป้อนที่ 1 ของระบบระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

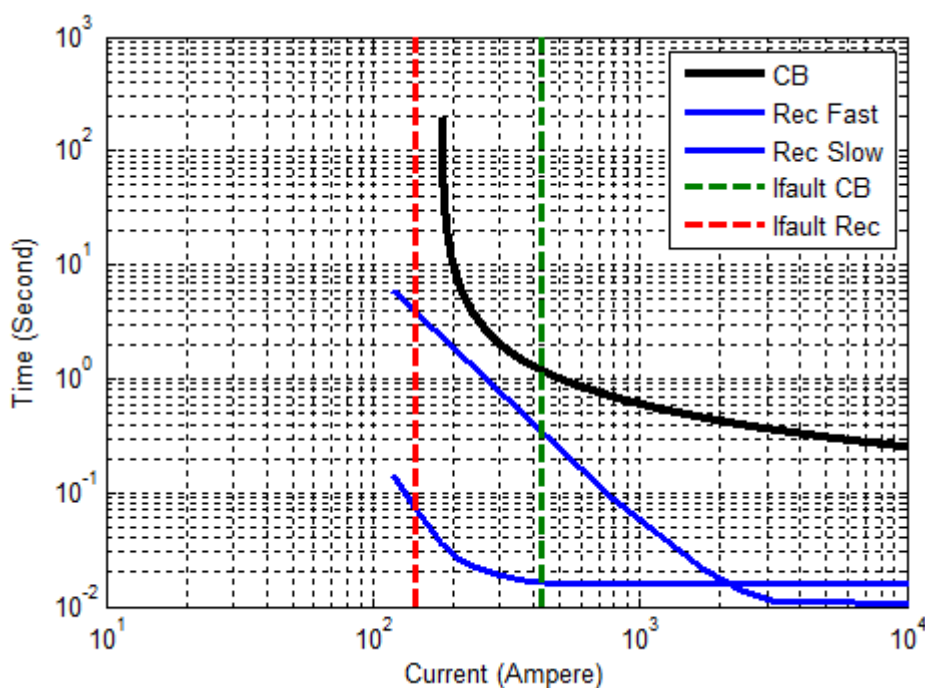
ช่วงขนาดของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยเฉลี่ย ในแต่ละกรณี และแต่ละตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก			
	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 1 (ครั้ง/ปี)		อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 2 (ครั้ง/ปี)	
	D	E	D	E
1 - 1.25	0	0	0	0
1.26 - 1.27	0.1448	0	0	0
1.28	0.3488	0	0	0
1.29 - 1.3	0.3488	0.1447	0	0
1.31	0.5483	0.1685	0	0
1.32 - 1.34	0.5483	0.3557	0	0
1.35	0.5483	0.5460	0	0
1.36 - 1.39	0.9800	0.5460	0	0
1.4 - 1.42	0.9800	0.9751	0	0
1.43 - 1.47	1.4799	0.9751	0	0
1.48 - 1.6	1.4799	1.4808	0	0
1.61 - 1.62	1.4445	1.4808	0.0293	0
1.63 - 1.66	1.4797	1.4808	0.0530	0
1.67 - 1.74	1.4797	1.4669	0.0530	0.0509
1.75 - 1.81	1.4796	1.4669	0.1099	0.0509
1.82 - 1.89	1.4796	1.4933	0.1099	0.1083
1.9 - 1.95	1.4772	1.4933	0.1648	0.1083
1.96 - 1.97	1.4855	1.4933	0.2474	0.1083
1.98 - 2.04	1.4856	1.4962	0.2474	0.1533
2.05 - 2.53	1.4856	1.4847	0.2474	0.2467
2.54 - 2.68	1.4837	1.4847	0.2790	0.2467
2.69 - 4	1.4837	1.4789	0.2790	0.2802

ผลการทดสอบค่า PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในตารางที่ 7.39 และรูปที่ 7.31 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดใดๆก็ตามที่ตำแหน่ง A, B และ C ด้านหน้ารีโวลต์เซอร์ของระบบนี้จะทำให้ระบบมีค่า PMI เท่ากับศูนย์

เสมอ ซึ่งหมายความว่าระบบจะไม่ประสบปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นที่ตำแหน่งใดๆ

เมื่อพิจารณาถึงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D และ E ด้านหลังรีโกลสเซอร์ พบว่าเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีขนาดที่ใหญ่ขึ้น ค่า PMI ของระบบก็จะมีค่าสูงขึ้น ซึ่งหมายความว่าระบบจะประสบปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันบ่อยครั้งขึ้น แนวโน้มค่า PMI ของระบบนี้มีลักษณะเช่นเดียวกันกับแนวโน้มค่า PMI ของระบบ RBTS BUS 2 ที่ได้ทำการทดสอบไปแล้วในหัวข้อที่ 7.3

จากอัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยเฉลี่ยในแต่ละกรณีในตารางที่ 7.40 แสดงให้เห็นว่าปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์ที่ตำแหน่ง D และ E มีเพียง 2 กรณีเท่านั้น คือ ปัญหาการละเมิดเงื่อนไขกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 (สมการเงื่อนไข (4.1) และ (4.2) ในบทที่ 4) โดยปัญหากรณีที่ 1 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D จะเริ่มเกิดขึ้นที่ขนาดการติดตั้ง 1.26 MW ส่วนตำแหน่ง E จะเริ่มเกิดปัญหาค่ากรณีนี้ที่ขนาดการติดตั้ง 1.29 MW ตัวอย่างของปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 1 แสดงได้ดังรูปที่ 7.32 และตารางที่ 7.41



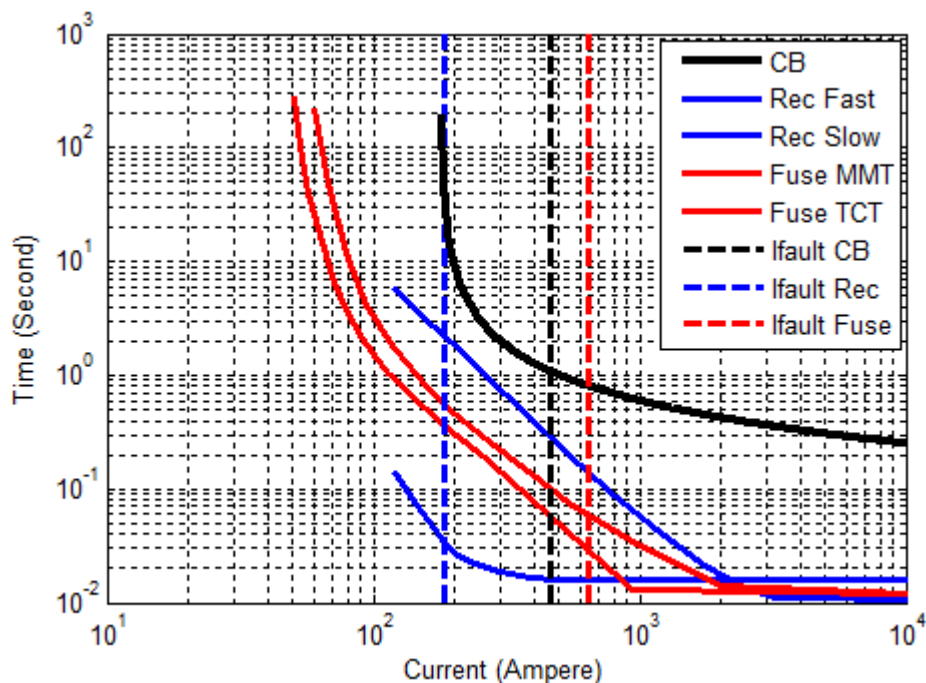
รูปที่ 7.32 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.41 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสผิดปกติ (แอมป์)	ระบบป้องกันดั้งเดิม	
			เวลาการทำงาน (วินาที)	ลำดับการทำงาน
1.5 MW	เบรกเกอร์	430.0352	1.1952	2
	รีโคลสเซอร์ (เร็ว)	143.6336	0.0755	1
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	143.6336	3.9296	3

การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในรูปที่ 7.32 และตารางที่ 7.41 แสดงให้เห็นว่าเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ด้านหน้ารีโคลสเซอร์ของระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D กระแสผิดปกติที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กผ่านรีโคลสเซอร์ (เส้นประสีแดงในรูปที่ 7.32) จะทำให้การทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ทำงานโดยไม่พึ่งประสงค์ก่อนการตัดวงจรของเบรกเกอร์ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่รับผิดชอบต่อการเกิดความผิดปกติในกรณีนี้ ส่งผลให้ระบบประสบกับปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่ 1

จากตารางที่ 7.40 ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D จะเริ่มเกิดขึ้นที่ขนาดการติดตั้ง 1.61 MW ส่วนตำแหน่ง E จะเริ่มเกิดปัญหากรณีนี้ที่ขนาดการติดตั้ง 1.67 MW ตัวอย่างของปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 2 แสดงได้ดังรูปที่ 7.33 และตารางที่ 7.42



รูปที่ 7.33 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.42 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสผิดพลาด (แอมป์)	ระบบป้องกันดั้งเดิม	
			เวลาการทำงาน (วินาที)	ลำดับการทำงาน
2 MW	เบรกเกอร์	463.2380	1.1003	4
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	185.2630	0.0345	2
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	185.2630	2.2053	5
	ฟิวส์ (MMT)	641.7742	0.0287	1
	ฟิวส์ (TCT)	641.7742	0.0597	3

เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นที่สายป้อนย่อยด้านหน้ารีโคสเซอร์ที่บัส 18 ของระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D อุปกรณ์ที่ควรจะทำกรตัดวงจรเพื่อกำจัดความผิดพลาดในกรณีนี้คือฟิวส์ที่ติดตั้งในสายป้อนย่อย จากผลการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในรูปที่ 7.33 และตารางที่ 7.42 แสดงให้เห็นว่าฟิวส์จะเริ่มหลอมละลายก่อนการทำงานของอุปกรณ์

ตัวอื่น แต่กระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กผ่านรีโวลต์เซอร์จะทำให้การทำงานแบบเร็วของรีโวลต์เซอร์ตัดวงจรโดยไม่พึงประสงค์ก่อนที่ฟิวส์จะตัดวงจรได้สำเร็จ ส่งผลให้ระบบประสบปัญหาการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีนี้ 2 ซึ่งปัญหากรณีนี้จะไม่เกิดขึ้นกับระบบ RBTS BUS 2 ตามที่ได้ทดสอบไปแล้วในหัวข้อที่ผ่านมา

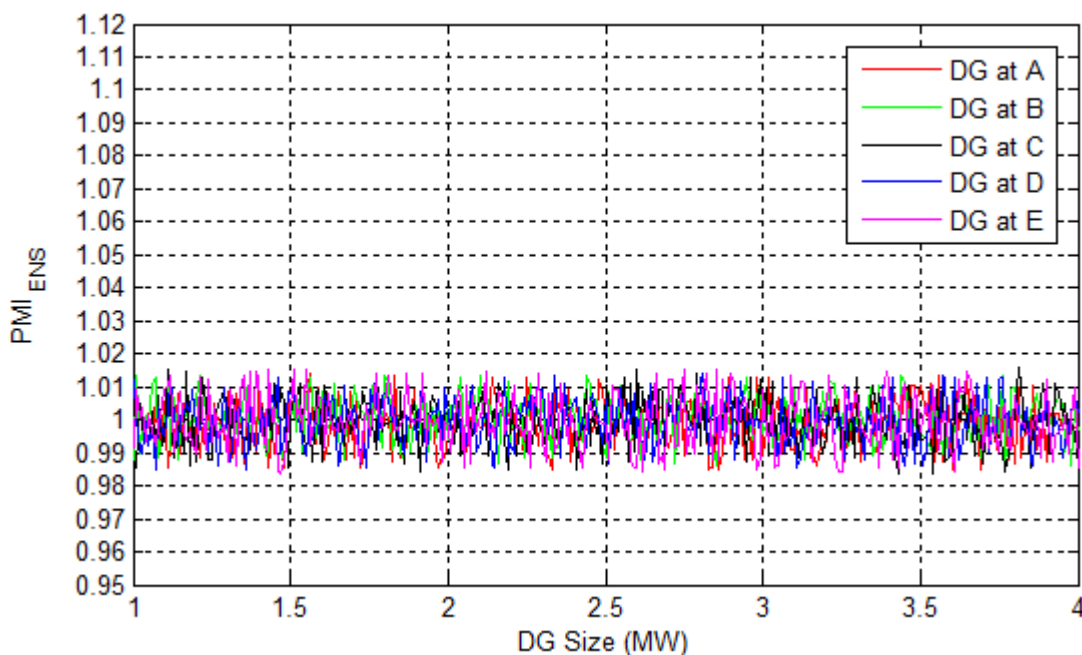
สำหรับปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีนี้ 3 ซึ่งเกิดขึ้นกับระบบ RBTS BUS 2 ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโวลต์เซอร์นั้นจะไม่เกิดขึ้นกับระบบนี้ เพราะเมื่อเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโวลต์เซอร์ การทำงานแบบเร็วของรีโวลต์เซอร์จะทำงานก่อนที่ฟิวส์จะเริ่มหลอมละลายเสมอในทุกกรณีถึงแม้จะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดใหญ่ที่สุดคือ 4 MW ก็ตาม

7.4.1.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS})

ผลการทดสอบค่า PMI_{ENS} ของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆกันในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแสดงได้ดังตารางที่ 7.43 และรูปที่ 7.34

ตารางที่ 7.43 ค่า PMI_{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI_{ENS}		
		ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
A	1 - 4	0.9847	1.0143	0.9986
B	1 - 4	0.9862	1.0135	1.0005
C	1 - 4	0.9838	1.0158	0.9994
D	1 - 4	0.9851	1.0139	0.9998
E	1 - 4	0.9858	1.0151	1.0001



รูปที่ 7.34 ค่า PMI_{ENS} จากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ขนาดและตำแหน่งต่างๆของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

จากผลการทดสอบในตารางที่ 7.43 และรูปที่ 7.34 การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดใดๆที่ตำแหน่งใดๆก็ตามจะทำให้ระบบนี้มีค่า PMI_{ENS} โดยเฉลี่ยในทุกช่วงใกล้เคียง 1.0 แสดงว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กไม่ทำให้เกิดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน หรือการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันทุกกรณีที่เกิดขึ้นไม่มีผลต่อพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายของระบบ ผลที่ได้นี้สอดคล้องกับผลการทดสอบหาค่าดัชนี PMI ในตารางที่ 7.39 คือ การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดใดๆก็ตามที่ตำแหน่ง A B หรือ C จะให้ค่า PMI เท่ากับศูนย์ แสดงว่ากรณีนี้ระบบไม่มีปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันเลย ในขณะที่ผลจากตารางที่ 7.40 ก็แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดใดๆก็ตามที่ตำแหน่ง D หรือ E จะไม่ทำให้เกิดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ในกรณีที่ 3 ดังนั้นในกรณีนี้ระบบจึงมีค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดไม่แตกต่างจากระบบดั้งเดิม

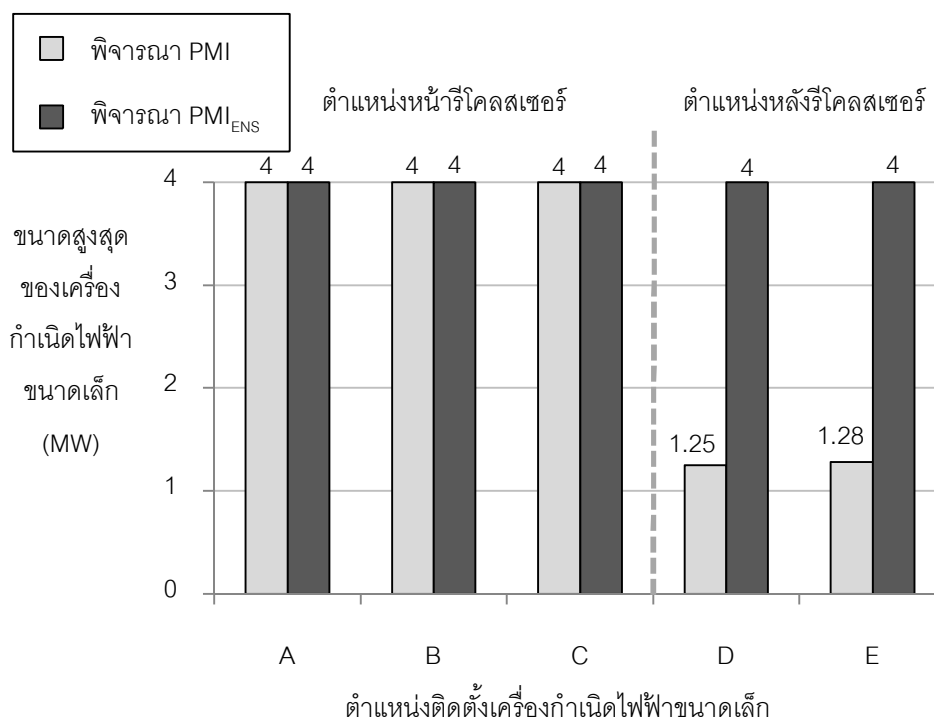
7.4.1.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS}

แสดงได้ดังตารางที่ 7.44 และรูปที่ 7.35

ตารางที่ 7.44 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆ ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS}

ตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็ก	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	
	พิจารณา PMI	พิจารณา PMI _{ENS}
A	4	4
B	4	4
C	4	4
D	1.25	4
E	1.28	4



รูปที่ 7.35 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆ ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS}

ตามที่ได้กล่าวไปแล้วว่าปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันสำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D และ E จะเริ่มเกิดขึ้นที่ขนาดการติดตั้ง 1.26 MW และ 1.29 MW ตามลำดับ ส่งผลให้ค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่นำมาติดตั้งในระบบแล้วทำให้ระบบยังคงมีค่า PMI เท่ากับศูนย์สำหรับตำแหน่งติดตั้ง D และ E คือ 1.25 MW และ 1.28 MW ตามลำดับดังแสดงในตารางที่ 7.44 และรูปที่ 7.35 ในขณะที่ตำแหน่งติดตั้งอื่นๆ ได้แก่ A, B และ C สามารถรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กได้จนถึงขนาดสูงสุดที่ใช้ในการทดสอบคือ 4 MW โดยไม่ทำให้ระบบประสบกับปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

เมื่อพิจารณาค่า PMI_{ENS} การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในทุกกรณีจะทำให้ระบบมีค่า PMI_{ENS} อยู่ในช่วงใกล้เคียง 1.0 ดังนั้นขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆเมื่อพิจารณาค่า PMI_{ENS} จึงเป็นค่าสูงสุดคือ 4 MW ดังแสดงในตารางที่ 7.44 และรูปที่ 7.35

7.4.2 กรณีที่ 2 ทดสอบการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

ในหัวข้อนี้จะทำการทดสอบการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์เพื่อแก้ไขปัญหารีโคลสเซอร์ทำงานโดยไม่พึงประสงค์เมื่อตรวจจับกระแสที่ไหลย้อนมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ติดตั้งอยู่ด้านหลังรีโคลสเซอร์ โดยการทดสอบจะถูกแบ่งออกเป็น 2 กรณีเช่นเดียวกับการทดสอบกับระบบ RBTS BUS 2 ดังนี้

กรณีที่ 2.1 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

กรณีที่ 2.2 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ และปรับเบรกเกอร์

การปรับระบบป้องกันทั้ง 2 กรณีนั้นจะนำมาทดสอบกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ซึ่งจะเริ่มประสบปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคลสเซอร์เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดสูงกว่า 1.25 MW ดังนั้นจึงทำการทดสอบโดยเริ่มปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ตั้งแต่การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.26 MW ขึ้นไป และทำการคำนวณค่าดัชนีต่างๆ

7.4.2.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

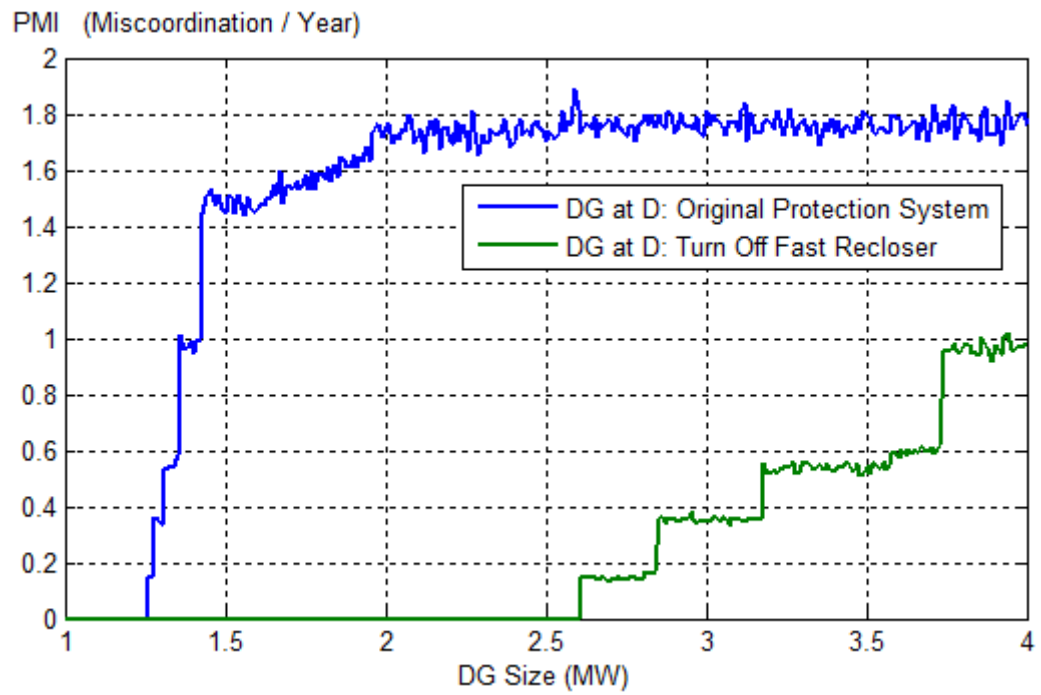
(Protection Miscoordination Index: PMI)

กรณีศึกษา 2.1 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์

ผลการทดสอบค่า PMI สำหรับกรณีการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ (กรณีศึกษา 2.1) เปรียบเทียบกับค่า PMI ของระบบดั้งเดิมที่ไม่มีการปรับระบบป้องกัน (กรณีศึกษา 1) แสดงได้ดังตารางที่ 7.45 และรูปที่ 7.36 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยแต่ละกรณี แสดงไว้ในตารางที่ 7.46

ตารางที่ 7.45 PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีศึกษา 1 และกรณีศึกษา 2.1

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI ของแต่ละกรณีการปรับระบบป้องกัน (ครั้ง/ปี)					
	ระบบป้องกันดั้งเดิม			ปิดการทำงานแบบเร็ว ของรีโคลสเซอร์		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 1.25	0	0	0	0	0	0
1.26 - 1.27	0.1446	0.1450	0.1448	0	0	0
1.28 - 1.30	0.3343	0.3572	0.3488	0	0	0
1.31 - 1.35	0.5328	0.5818	0.5483	0	0	0
1.36 - 1.42	0.9460	1.0141	0.9800	0	0	0
1.43 - 1.6	1.4378	1.5346	1.4799	0	0	0
1.61 - 1.62	1.4736	1.4740	1.4738	0	0	0
1.63 - 1.74	1.4845	1.5955	1.5326	0	0	0
1.75 - 1.89	1.5313	1.6462	1.5894	0	0	0
1.9 - 1.95	1.6108	1.6821	1.6420	0	0	0
1.96 - 2.53	1.6513	1.8104	1.7330	0	0	0
2.54 - 2.6	1.6864	1.8911	1.7627	0	0	0
2.61 - 2.8	1.6864	1.8911	1.7627	0.1354	0.1525	0.1440
2.81 - 2.84	1.6864	1.8911	1.7627	0.1571	0.1669	0.1621
2.85 - 3.17	1.6864	1.8911	1.7627	0.3303	0.3848	0.3544
3.18 - 3.57	1.6864	1.8911	1.7627	0.5104	0.5603	0.5382
3.58 - 3.73	1.6864	1.8911	1.7627	0.5749	0.6191	0.5987
3.74 - 4	1.6864	1.8911	1.7627	0.9186	1.0196	0.9667



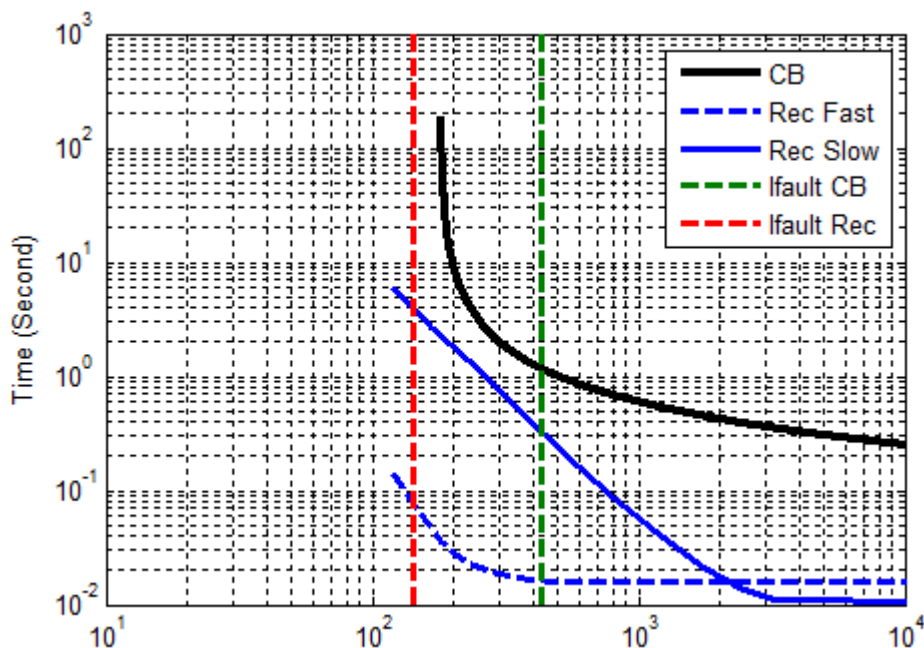
รูปที่ 7.36 PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
ที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1

ตารางที่ 7.46 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยแต่ละกรณีของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D และปรับระบบป้องกัน

กรณีที่ 1 และ 2.1

ช่วงขนาดของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	อัตราการเกิดปัญหา การประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 1 (ครั้ง/ปี)		อัตราการเกิดปัญหา การประสานสัมพันธ์ โดยเฉลี่ย กรณีที่ 2 (ครั้ง/ปี)	
	ระบบป้องกันดั้งเดิม	ปิดการทำงานแบบเร็ว ของรีโคลเซอร์	ระบบป้องกันดั้งเดิม	ปิดการทำงานแบบ เร็วของรีโคลเซอร์
1 - 1.25	0	0	0	0
1.26 - 1.27	0.1448	0	0	0
1.28 - 1.30	0.3488	0	0	0
1.31 - 1.35	0.5483	0	0	0
1.36 - 1.42	0.9800	0	0	0
1.43 - 1.6	1.4799	0	0	0
1.61 - 1.62	1.4445	0	0.0293	0
1.63 - 1.74	1.4797	0	0.0530	0
1.75 - 1.89	1.4796	0	0.1099	0
1.9 - 1.95	1.4772	0	0.1648	0
1.96 - 2.53	1.4856	0	0.2474	0
2.54 - 2.6	1.4837	0	0.2790	0
2.61 - 2.8	1.4837	0.1440	0.2790	0
2.81 - 2.84	1.4837	0.1621	0.2790	0
2.85 - 3.17	1.4837	0.3544	0.2790	0
3.18 - 3.57	1.4837	0.5382	0.2790	0
3.58 - 3.73	1.4837	0.5987	0.2790	0
3.74 - 4	1.4837	0.9667	0.2790	0

จากผลการทดสอบค่า PMI ในตารางที่ 7.45 และรูปที่ 7.36 พบว่าระบบที่ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลเซอร์จะมีค่า PMI ลดลงจากระบบดั้งเดิมในทุกช่วงขนาดการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยในช่วงขนาด 1 MW ถึง 2.6 MW ระบบในกรณีที่ 2.1 นี้จะมีค่า PMI เท่ากับศูนย์ ที่เป็นเช่นนี้ก็เพราะว่าการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลเซอร์จะช่วยแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ได้ในทุกกรณี ตัวอย่างการแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 1 แสดงได้ดังรูปที่ 7.37 และตารางที่ 7.47



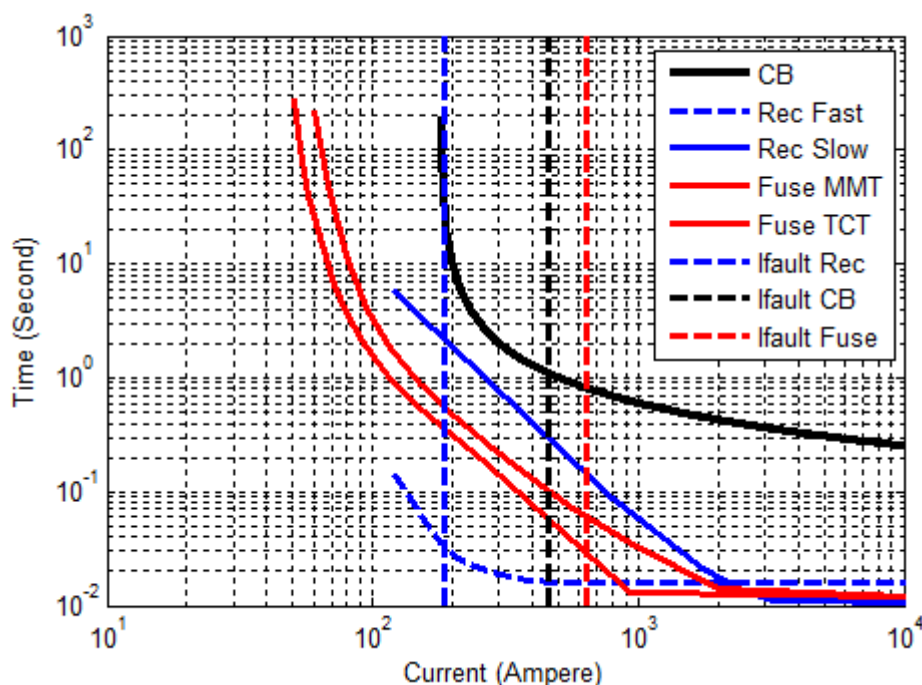
รูปที่ 7.37 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.47 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดพลาด (แอมป์)	ระบบดั้งเดิม		เปิดการทำงานแบบเร็วของ รีโคสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
1.5 MW	เบรกเกอร์	430.0352	1.1952	2	1.1952	1
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	143.6336	0.0755	1	-	-
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	143.6336	3.9296	3	3.9296	2

จากการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในรูปที่ 7.37 และตารางที่ 7.47 แสดงให้เห็นว่าการเปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์จะทำให้เบรกเกอร์มีโอกาสตัดวงจรก่อนที่การทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์จะเริ่มทำงาน และปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 1 ก็จะได้รับแก้ไขตามที่

ได้อธิบายไปแล้วในการทดสอบระบบ RBTS BUS 2 ตัวอย่างการแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที 2 โดยวิธีการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์แสดงได้ดังรูปที่ 7.38 และตารางที่ 7.48



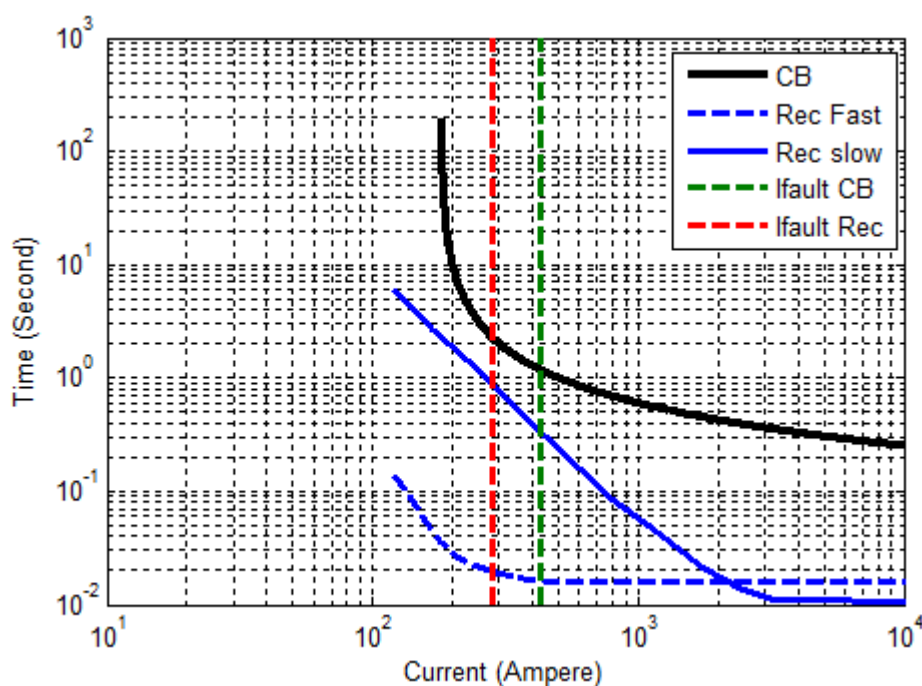
รูปที่ 7.38 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที 1 และกรณีที 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.48 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที 1 และกรณีที 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ระบบดั้งเดิม		ปิดการทำงานแบบเร็วของ รีโคลสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
2 MW	เบรกเกอร์	463.2380	1.1003	4	1.1003	3
	รีโคลสเซอร์ (เร็ว)	185.2630	0.0345	2	-	-
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	185.2630	2.2053	5	2.2053	4
	ฟิวส์ (MMT)	641.7742	0.0287	1	0.0287	1
	ฟิวส์ (TCT)	641.7742	0.0597	3	0.0597	2

ผลการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังรูปที่ 7.38 และตารางที่ 7.48 แสดงให้เห็นว่าการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์จะทำให้ฟิวส์กลับมาเป็นอุปกรณ์ป้องกันตัวแรกที่ทำการตัดวงจรเพื่อแก้ไขความผิดปกติ ปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคสเซอร์ที่เกิดขึ้นกับระบบดั้งเดิมก็จะได้รับการแก้ไข

เมื่อพิจารณาผลการทดสอบค่า PMI ของการปรับระบบป้องกันกรณีที่ 2.1 จากตารางที่ 7.45 และรูปที่ 7.36 พบว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาด 2.61 MW ขึ้นไปจะยังคงทำให้ระบบมีค่า PMI ที่ไม่เท่ากับศูนย์อยู่เนื่องจากระบบจะยังคงประสบปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณี 1 ดังแสดงในตารางที่ 7.46 ซึ่งมีสาเหตุมาจากการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของการทำงานแบบช้าของรีโคสเซอร์ ตัวอย่างของปัญหาที่เกิดขึ้นแสดงได้ดังรูปที่ 7.39 และตารางที่ 7.49



รูปที่ 7.39 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่

ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.49 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1 เมื่อเกิดความผิดปกติของที่
บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3
MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ระบบดั้งเดิม		ปิดการทำงานแบบเร็วของ รีโคลสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
3 MW	เบรกเกอร์	430.0352	1.1952	3	1.1952	2
	รีโคลสเซอร์ (เร็ว)	283.0532	0.0195	1	-	-
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	283.0532	0.8708	2	0.8708	1

การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในรูปที่ 7.39 และตารางที่ 7.49 แสดงให้เห็นว่าถึงแม้จะปิด
การทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ไปแล้ว กระแสผิดปกติที่ไหลย้อนมาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
ขนาดเล็กก็ยังมีค่าสูงมากพอที่จะทำให้การทำงานแบบช้าของรีโคลสเซอร์ตัดวงจรโดยไม่พึง
ประสงค์ก่อนที่เบรกเกอร์จะตัดวงจรได้ทัน ปัญหานี้สามารถแก้ไขได้โดยการปรับลดเวลาการ
ทำงานของเบรกเกอร์เพื่อให้เบรกเกอร์ทำงานได้เร็วขึ้นกว่าปกติ

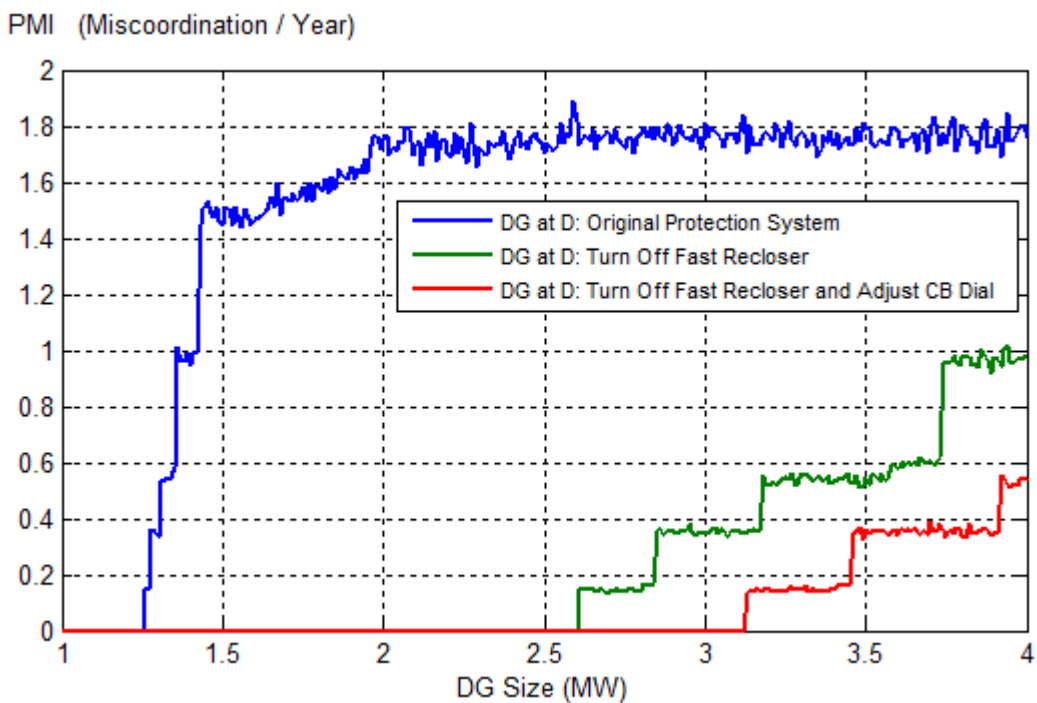
กรณีที่ 2.2 ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ และปรับเบรกเกอร์

การปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 2.2 นี้ จะทำการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์
สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตั้งแต่ขนาด 1.26 MW ขึ้นไป และทำการปรับค่า
เวลาการทำงานของเบรกเกอร์ (Dial) จาก 0.15 ลดลงเหลือ 0.10 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิด
ไฟฟ้าขนาดเล็กตั้งแต่ขนาด 2.61 MW ขึ้นไปเพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบ
ป้องกันกรณีที่ 1 โดยค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ที่ปรับใหม่เป็น 0.10 นั้น เกิดจากการ
ทดสอบปรับค่าลดลงที่ละน้อยจนได้ค่าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบในกรณีนี้

ผลการทดสอบค่า PMI สำหรับกรณีการปรับระบบป้องกันกรณีที่ 2.2 เปรียบเทียบกับค่า
PMI ของกรณีที่ 2.1 แสดงได้ดังตารางที่ 7.50 และรูปที่ 7.40

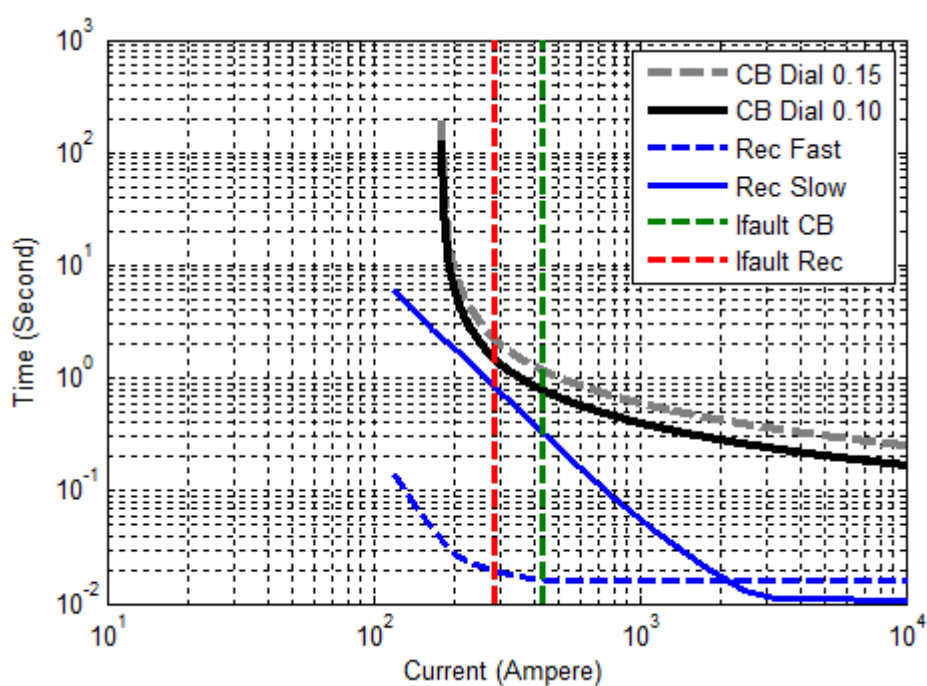
ตารางที่ 7.50 PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
 เล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI ของแต่ละกรณีการปรับระบบป้องกัน (ครั้ง/ปี)					
	ปิดการทำงานแบบเร็ว ของรีโคลสเซอร์			ปิดการทำงานแบบเร็ว ของรีโคลสเซอร์ และปรับเบรกเกอร์		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 2.6	0	0	0	0	0	0
2.61 - 2.8	0.1354	0.1525	0.1440	0	0	0
2.81 - 2.84	0.1571	0.1669	0.1621	0	0	0
2.85 - 3.12	0.3303	0.3848	0.3544	0	0	0
3.13 - 3.17	0.3303	0.3848	0.3544	0.1335	0.1601	0.1440
3.18 - 3.4	0.5104	0.5603	0.5382	0.1335	0.1601	0.1440
3.41 - 3.45	0.5104	0.5603	0.5382	0.1624	0.1711	0.1648
3.46 - 3.57	0.5104	0.5603	0.5382	0.3247	0.3910	0.3537
3.58 - 3.73	0.5749	0.6191	0.5987	0.3247	0.3910	0.3537
3.74 - 3.91	0.9186	1.0196	0.9667	0.3247	0.3910	0.3537
3.92 - 4	0.9186	1.0196	0.9667	0.5091	0.5547	0.5327



รูปที่ 7.40 PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
 ที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2

จากตารางและรูปผลการทดสอบค่า PMI จะเห็นได้ว่าการปรับลดเวลาการทำงานของเบรกเกอร์จะช่วยแก้ไขปัญหาค่ากระแสสัมพัทธ์กรณี 1 ได้เพียงบางส่วนเท่านั้น การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตั้งแต่ขนาด 3.13 MW ขึ้นไปจะยังคงทำให้ระบบมีค่า PMI ที่ไม่เท่ากับศูนย์อยู่ ตัวอย่างการปรับลดเวลาการทำงานของเบรกเกอร์เพื่อแก้ไขปัญหาค่ากระแสสัมพัทธ์กรณี 1 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในช่วง 2.61 MW ถึง 3.12 แสดงได้ดังรูปที่ 7.41 และตารางที่ 7.51

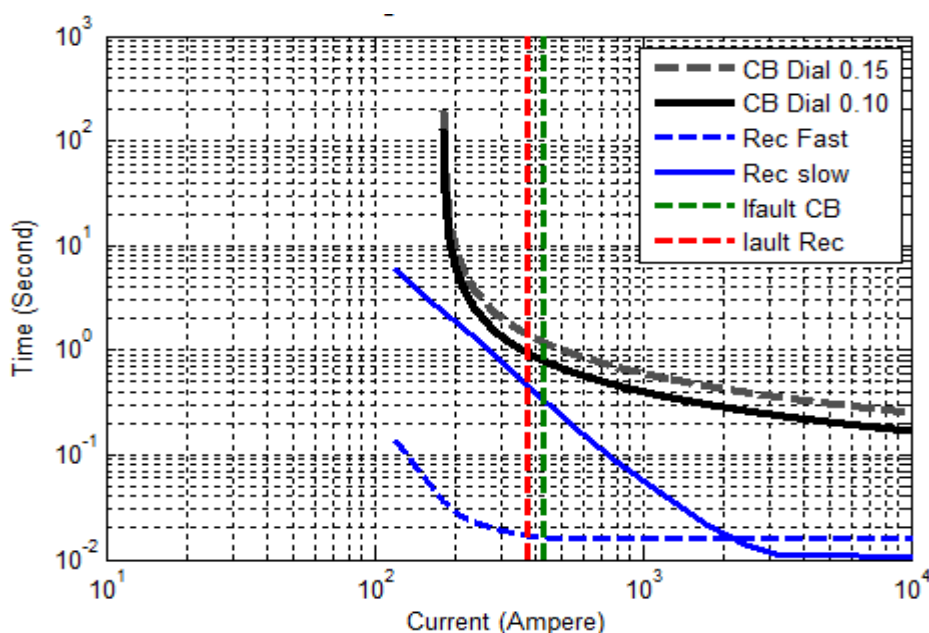


รูปที่ 7.41 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 2.1 และกรณี 2.2 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.51 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 2.1 และกรณี 2.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ปิดการทำงานแบบเร็วของ รีโคลสเซอร์		ปิดการทำงานแบบเร็วของ รีโคลสเซอร์ และ ปรับเบรกเกอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
3 MW	เบรกเกอร์	430.0352	1.1952	2	0.7968	1
	รีโคลสเซอร์ (เร็ว)	283.0532	-	-	-	-
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	283.0532	0.8708	1	0.8708	2

สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตั้งแต่ขนาด 3.13 MW ขึ้นไป การปรับค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ให้เร็วขึ้นจะไม่สามารถแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณี 1 ได้ ดังแสดงในรูปที่ 7.42 และตารางที่ 7.52



รูปที่ 7.42 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 2.1 และกรณี 2.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 4 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.52 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 4 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ปิดการทำงานแบบเร็วของ รีโคลสเซอร์		ปิดการทำงานแบบเร็วของ รีโคลสเซอร์ และ ปรับเบรกเกอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
4 MW	เบรกเกอร์	430.0352	1.1952	2	0.7968	2
	รีโคลสเซอร์ (เร็ว)	373.7377	-	-	-	-
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	373.7377	0.4612	1	0.4612	1

การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในรูปที่ 7.42 และตารางที่ 7.52 แสดงให้เห็นว่าถึงแม้จะทำการปรับค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ให้เร็วขึ้นแล้ว กระแสผิดปกติที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กก็ยังสามารถทำให้การทำงานแบบช้าของรีโคลสเซอร์ทำงานก่อนการตัดวงจรของเบรกเกอร์

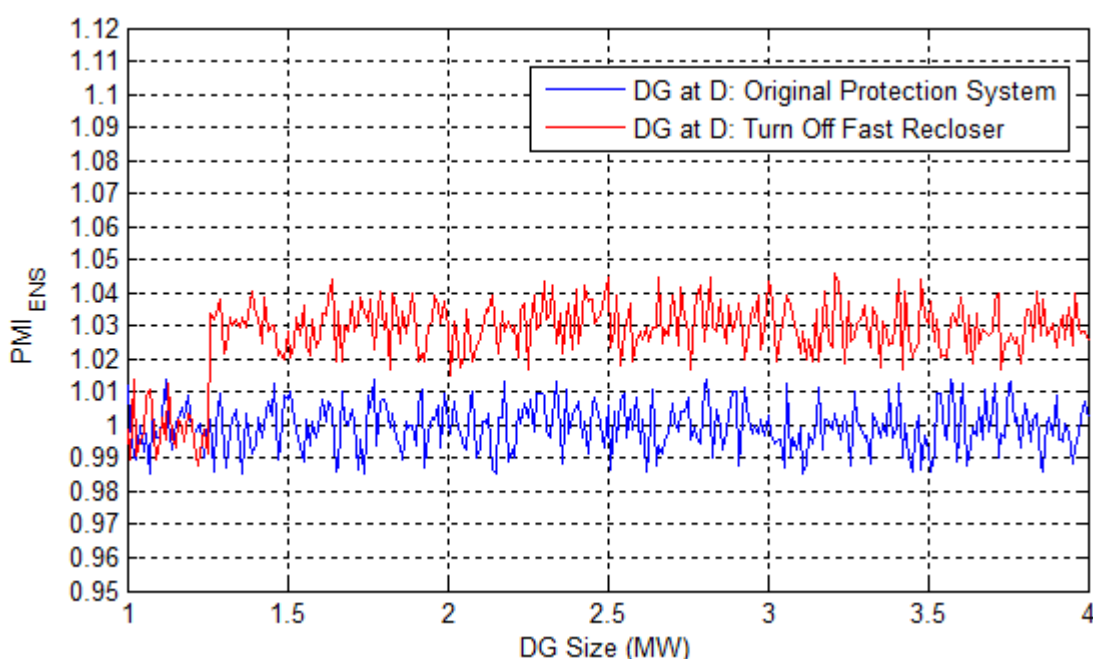
ระบบทดสอบนี้ไม่สามารถปรับลดเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ลงไปได้มากกว่านี้อีก เพราะอาจทำให้ระบบเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์ระหว่างเบรกเกอร์กับอุปกรณ์ป้องกันในกรณีอื่นๆเพิ่มขึ้นมา

7.4.2.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS})

ผลการทดสอบค่า PMI_{ENS} ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์เปรียบเทียบกับการใช้ระบบป้องกันดั้งเดิม แสดงได้ดังตารางที่ 7.53 และ รูปที่ 7.43

ตารางที่ 7.53 PMI_{ENS} ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI_{ENS} ของแต่ละกรณีการปรับระบบป้องกัน					
	ระบบป้องกันดั้งเดิม			ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 1.25	0.9851	1.0139	0.9998	0.9876	1.0141	0.9995
1.26 - 4	0.9851	1.0139	0.9998	1.0151	1.0459	1.0302



รูปที่ 7.43 PMI_{ENS} ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2.1

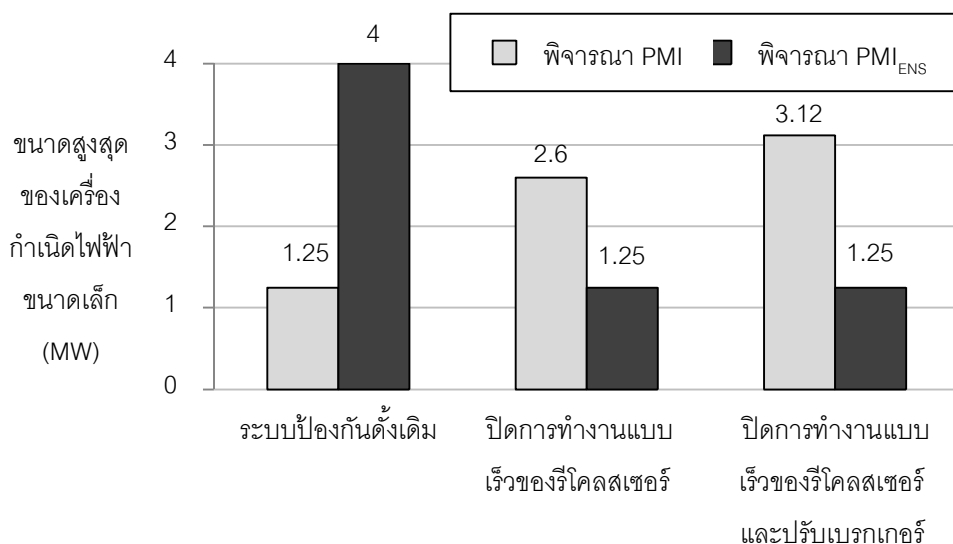
เมื่อทำการปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กตั้งแต่ขนาด 1.26 MW ขึ้นไป พิวส์จะกลายเป็นอุปกรณ์แรกๆ ที่ทำการตัดวงจรเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นที่ทุกตำแหน่งบนสายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์แทนการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ ส่งผลให้ระบบในกรณีที่ 2.1 และ 2.2 มีค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายโดยเฉลี่ยของระบบสูงขึ้นเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม ทำให้ค่า PMI_{ENS} ในช่วงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.26 MW ถึง 4 MW ในระบบที่ 2.1 และ 2.2 มีค่าสูงขึ้นจากเดิมดังแสดงในตารางที่ 7.53 และรูปที่ 7.43

7.4.2.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เปรียบเทียบระหว่างการปรับระบบป้องกันกรณี 2.2 กรณีที่ 2.1 และระบบดั้งเดิม โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} แสดงได้ดังตารางที่ 7.54 และรูปที่ 7.44

ตารางที่ 7.54 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณี 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2

กรณีการปรับระบบป้องกัน	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	
	พิจารณา PMI	พิจารณา PMI_{ENS}
ระบบป้องกันดั้งเดิม	1.25	4
ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์	2.6	1.25
ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคลสเซอร์ และปรับเบรกเกอร์	3.12	1.25



รูปที่ 7.44 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณี 1 กรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2

ตารางที่ 7.54 แสดงให้เห็นว่าเมื่อพิจารณาค่า PMI การปรับระบบป้องกันในกรณี 2.1 และ 2.2 จะช่วยให้สามารถติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ขึ้นตามลำดับเมื่อเปรียบเทียบกับระบบดั้งเดิม ในขณะที่การปรับระบบป้องกันทั้ง 2 กรณีนั้นจะทำให้ค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่ง D เมื่อพิจารณาค่า PMI_{ENS} ลดลงจากระบบดั้งเดิม

7.4.3 กรณีที่ 3 ปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

กรณีที่ 3 นี้จะปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันดั้งเดิมเพื่อรองรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยการทดสอบจะถูกแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ

กรณีที่ 3.1 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์

กรณีที่ 3.2 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ ปรับเบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์

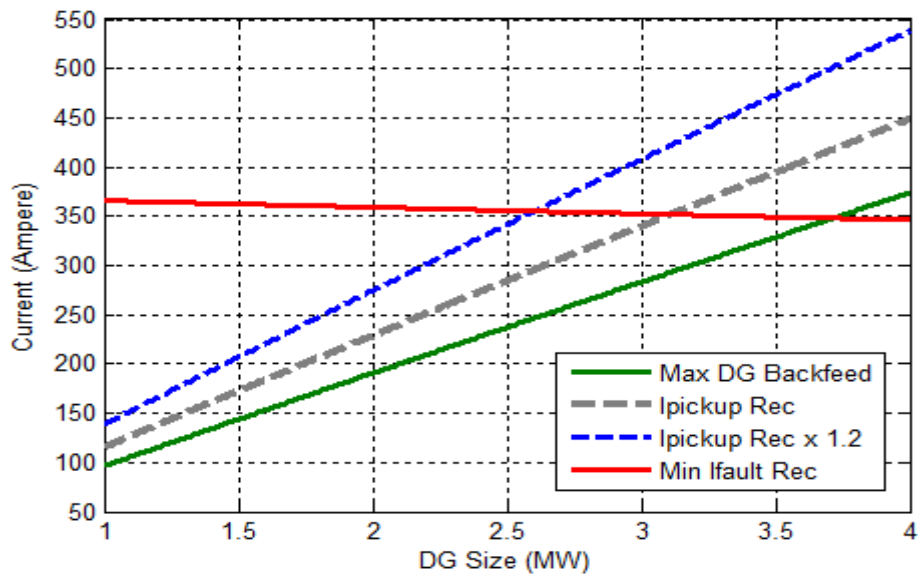
7.4.3.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

(Protection Miscoordination Index: PMI)

กรณีที่ 3.1 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์

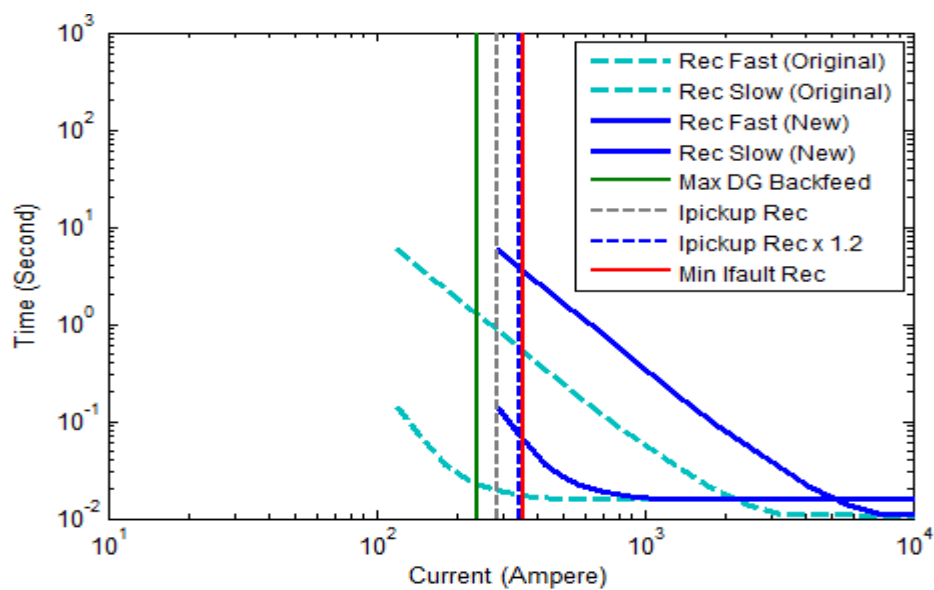
การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์จะช่วยแก้ไขปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคสเซอร์ซึ่งเกิดขึ้นกับระบบดั้งเดิม โดยจะต้องทำการตรวจสอบขอบเขตของขนาดการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อประสานสัมพันธ์กับอุปกรณ์ป้องกันอื่นๆตามที่ได้กล่าวไปแล้วในหัวข้อการทดสอบระบบ RBTS BUS 2

สำหรับระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนี้ การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์นั้นกำหนดให้ค่าคงที่ α , β และ γ สำหรับสมการ (4.8), (4.9) และ (4.10) เท่ากับ 1.2, 100 แอมป์ และ 1.2 ตามลำดับ เมื่อคำนวณค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์โดยใช้สมการที่ (4.8) และ (4.9) พบว่าค่ากระแสเริ่มทำงานทุกค่าที่คำนวณได้สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในช่วงขนาด 1 MW ถึง 2.6 MW ที่ตำแหน่ง D เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดทั้งหมด แต่สำหรับช่วงขนาด 2.61 MW เป็นต้นไปค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ที่คำนวณออกมาได้จะไม่เป็นไปตามเงื่อนไขดังแสดงในรูปที่ 7.45



รูปที่ 7.45 ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

ผลการทดสอบในรูปที่ 7.45 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในช่วงขนาด 1 MW ถึง 2.6 MW จะมีค่า $I_{R, Pickup} \times 1.2$ น้อยกว่าค่ากระแสผัดพ้องต่ำสุดที่รีโกลสเซอร์ต้องสามารถตรวจจับได้ หรือ $\min(I_R)$ ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ ตัวอย่างกรณีที่สามสามารถปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์แสดงได้ดังรูปที่ 7.46 และตารางที่ 7.55

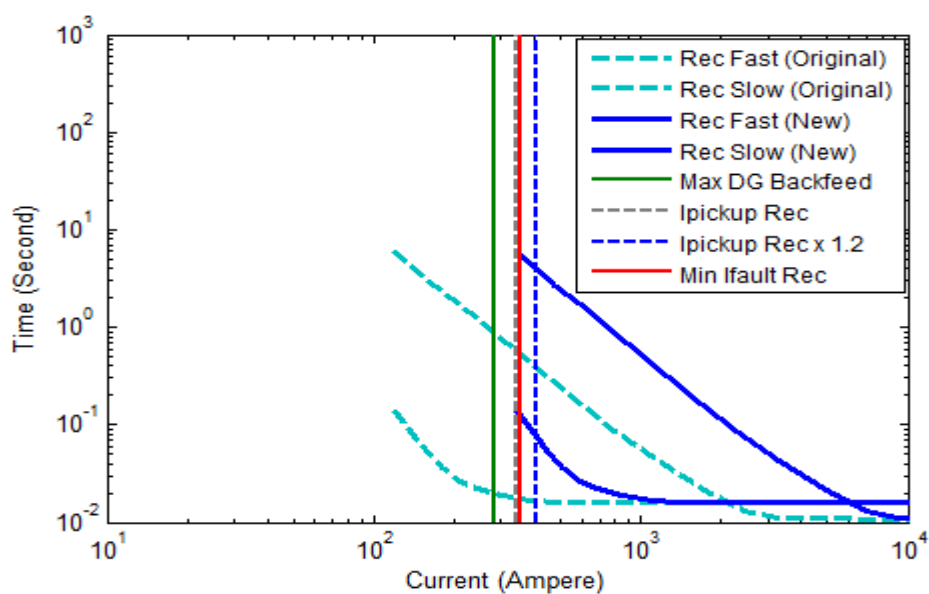


รูปที่ 7.46 ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

ตารางที่ 7.55 ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	$\max(I_{DG,Backfeed})$ (แอมป์)	$I_{R,Pick\ up}$ (แอมป์)	$1.2 \times I_{R,Pick\ up}$ (แอมป์)	$\min(I_R)$ (แอมป์)
2.5 MW	237.0382	284.4459	341.3351	355.8715

สำหรับการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ในกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในช่วงขนาด 2.61 MW ถึง 4 MW จะไม่สามารถทำได้เนื่องจากมีค่า $I_{R,Pick\ up} \times 1.2$ สูงกว่าค่ากระแสผิดพลาดต่ำสุดที่รีโคสเซอร์ต้องสามารถตรวจจับได้ตามที่แสดงในรูปที่ 7.45 ตัวอย่างกรณีที่ไม่สามารถปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์แสดงได้ดังรูปที่ 7.47 และตารางที่ 7.56



รูปที่ 7.47 ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

ตารางที่ 7.56 ทดสอบการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์สำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 3 MW ที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

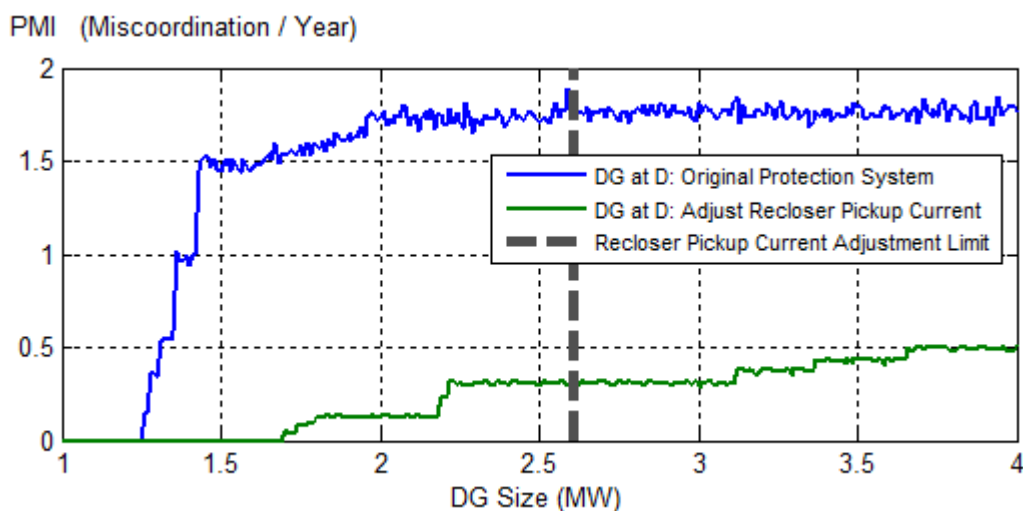
ขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก	$\max(I_{DG,Backfeed})$ (แอมป์)	$I_{R,Pick\ up}$ (แอมป์)	$1.2 \times I_{R,Pick\ up}$ (แอมป์)	$\min(I_R)$ (แอมป์)
3 MW	283.0532	339.6639	407.5967	352.6226

จากผลการทดสอบทั้งหมดสามารถสรุปได้ว่าการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ของระบบในกรณีนี้ที่ 3.1 อย่างเหมาะสมตามเงื่อนไขนั้นจะสามารถปรับได้เฉพาะในช่วงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.26 MW ซึ่งเป็นขนาดที่ทำให้ระบบเริ่มประสบปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคลสเซอร์ ไปจนถึง 2.6 MW ซึ่งเป็นขนาดสูงสุดที่สามารถทำการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ได้โดยไม่ละเมิดเงื่อนไขที่กำหนดไว้

ผลการทดสอบค่า PMI ของระบบในกรณีนี้ที่ 3.1 เปรียบเทียบกับกรณีนี้ที่ 1 แสดงได้ดังตารางที่ 7.57 และรูปที่ 7.48 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ยในแต่ละกรณีแสดงได้ดังตารางที่ 7.58 และตารางที่ 7.59

ตารางที่ 7.57 PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีนี้ที่ 1 และกรณีนี้ที่ 3.1

ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	PMI ของแต่ละกรณีการปรับระบบป้องกัน (ครั้ง/ปี)					
	ระบบป้องกันดั้งเดิม			ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคลสเซอร์		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 1.25	0	0	0	0	0	0
1.26 - 1.27	0.1446	0.1450	0.1448	0	0	0
1.28 - 1.30	0.3343	0.3572	0.3488	0	0	0
1.31 - 1.35	0.5328	0.5818	0.5483	0	0	0
1.36 - 1.42	0.9460	1.0141	0.9800	0	0	0
1.43 - 1.60	1.4378	1.5346	1.4799	0	0	0
1.61 - 1.62	1.4736	1.4740	1.4738	0	0	0
1.63 - 1.69	1.4845	1.5955	1.5326	0	0	0
1.70 - 1.73	1.4845	1.5955	1.5326	0.0415	0.0448	0.0434
1.74	1.4845	1.5955	1.5326	0.0808	0.0910	0.0864
1.75 - 1.79	1.5313	1.6462	1.5894	0.0808	0.0910	0.0864
1.80 - 1.89	1.5313	1.6462	1.5894	0.1210	0.1375	0.1289
1.90 - 1.95	1.6108	1.6822	1.6421	0.1210	0.1375	0.1289
1.96 - 2.18	1.6513	1.8104	1.7330	0.1210	0.1375	0.1289
2.19 - 2.21	1.6513	1.8104	1.7330	0.2337	0.2458	0.2377
2.22 - 2.53	1.6513	1.8104	1.7330	0.2895	0.3315	0.3105
2.54 - 3.11	1.6864	1.8911	1.7627	0.2895	0.3315	0.3105
3.12 - 3.36	1.6864	1.8911	1.7627	0.3520	0.3933	0.3768
3.37 - 3.65	1.6864	1.8911	1.7627	0.4064	0.4475	0.4326
3.66 - 4	1.68640	1.89110	1.76276	0.4738	0.5225	0.4950



รูปที่ 7.48 PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก
ที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1

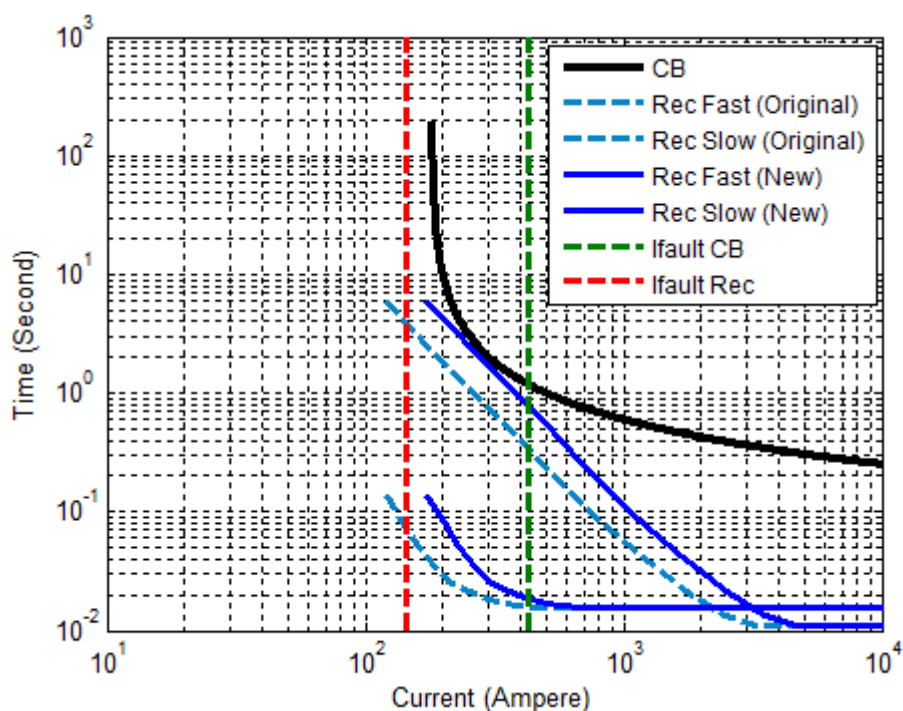
ตารางที่ 7.58 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 1 กรณีที่ 2 และกรณีที่ 3
ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D
และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 1 และ 3.1

ช่วงขนาดของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย					
	กรณีที่ 1 (ครั้ง/ปี)		กรณีที่ 2 (ครั้ง/ปี)		กรณีที่ 3 (ครั้ง/ปี)	
	ระบบ ดั้งเดิม	ปรับกระแสเริ่มทำ งานรีโคลสเซอร์	ระบบ ดั้งเดิม	ปรับกระแสเริ่มทำ งานรีโคลสเซอร์	ระบบ ดั้งเดิม	ปรับกระแสเริ่มทำ งานรีโคลสเซอร์
1 - 1.25	0	0	0	0	0	0
1.26 - 1.27	0.1448	0	0	0	0	0
1.28 - 1.30	0.3489	0	0	0	0	0
1.31 - 1.35	0.5483	0	0	0	0	0
1.36 - 1.42	0.9800	0	0	0	0	0
1.43 - 1.60	1.4799	0	0	0	0	0
1.61 - 1.62	1.4445	0	0.0293	0	0	0
1.63 - 1.69	1.4797	0	0.0530	0	0	0
1.70 - 1.73	1.4797	0	0.0530	0	0	0
1.74	1.4797	0	0.0530	0	0	0
1.75 - 1.79	1.4796	0	0.1099	0	0	0
1.80 - 1.89	1.4796	0	0.1099	0	0	0
1.90 - 1.95	1.4772	0	0.1648	0	0	0
1.96 - 2.18	1.4855	0	0.2474	0	0	0
2.19 - 2.21	1.4855	0	0.2474	0	0	0.1116
2.22 - 2.53	1.4856	0	0.2474	0	0	0.1828
2.54 - 3.11	1.4837	0	0.2790	0	0	0.1828
3.12 - 3.36	1.4837	0	0.2790	0	0	0.0719
3.37 - 3.65	1.4837	0	0.2790	0	0	0.0138
3.66 - 4	1.4837	0	0.2790	0	0	0

ตารางที่ 7.59 อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย กรณีที่ 9 กรณีที่ 10 และกรณีที่ 11 ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 1 และ 3.1

ช่วงขนาดของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	อัตราการเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์โดยเฉลี่ย					
	กรณีที่ 9 (ครั้ง/ปี)		กรณีที่ 10 (ครั้ง/ปี)		กรณีที่ 11 (ครั้ง/ปี)	
	ระบบ ดั้งเดิม	ปรับกระแสเริ่มทำ งานรีโคสเซอร์	ระบบ ดั้งเดิม	ปรับกระแสเริ่มทำ งานรีโคสเซอร์	ระบบ ดั้งเดิม	ปรับกระแสเริ่มทำ งานรีโคสเซอร์
1 - 1.25	0	0	0	0	0	0
1.26 - 1.27	0	0	0	0	0	0
1.28 - 1.30	0	0	0	0	0	0
1.31 - 1.35	0	0	0	0	0	0
1.36 - 1.42	0	0	0	0	0	0
1.43 - 1.60	0	0	0	0	0	0
1.61 - 1.62	0	0	0	0	0	0
1.63 - 1.69	0	0	0	0	0	0
1.70 - 1.73	0	0.0434	0	0	0	0
1.74	0	0.0864	0	0	0	0
1.75 - 1.79	0	0.0864	0	0	0	0
1.80 - 1.89	0	0.1289	0	0	0	0
1.90 - 1.95	0	0.1289	0	0	0	0
1.96 - 2.18	0	0.1289	0	0	0	0
2.19 - 2.21	0	0.1261	0	0	0	0
2.22 - 2.53	0	0.1277	0	0	0	0
2.54 - 3.11	0	0.1277	0	0	0	0
3.12 - 3.36	0	0.0824	0	0.1103	0	0.1122
3.37 - 3.65	0	0.0412	0	0.2081	0	0.1695
3.66 - 4	0	0	0	0.3107	0	0.1843

ผลการทดสอบค่า PMI ในตารางที่ 7.57 และรูปที่ 7.48 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในระบบที่มีการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์จะทำให้ระบบมีค่า PMI ลดลงเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม ที่เป็นเช่นนี้เนื่องจากการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์จะช่วยแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ทั้งกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 ซึ่งเป็นปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคสเซอร์ที่เกิดขึ้นกับระบบดั้งเดิม ตัวอย่างการแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 1 แสดงได้ดังรูปที่ 7.49 และตารางที่ 7.60

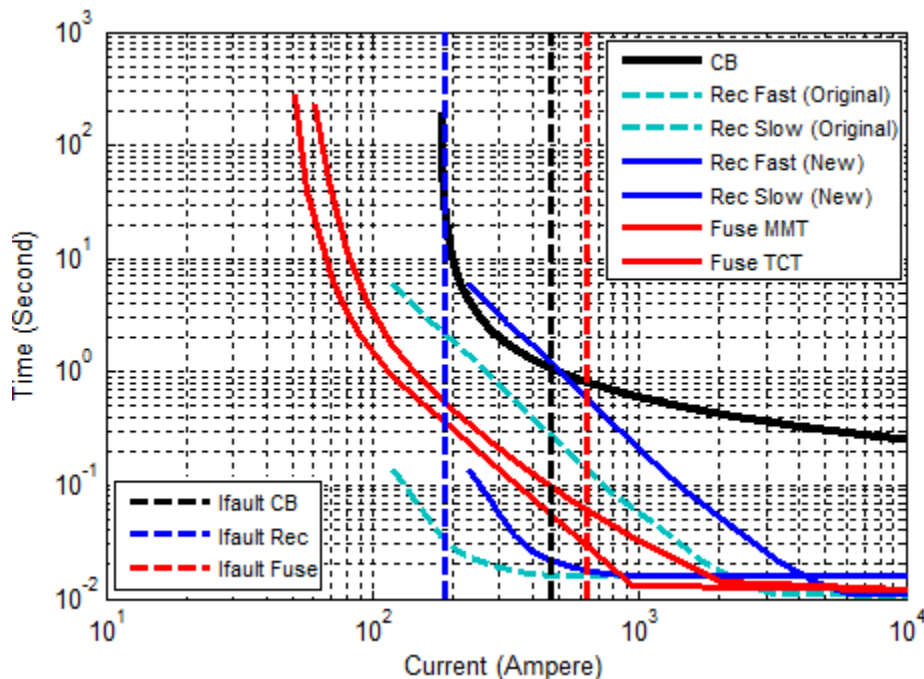


รูปที่ 7.49 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.60 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 8 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.5 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ระบบป้องกันดั้งเดิม		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
1.5 MW	เบรกเกอร์	430.0352	1.1952	3	1.1952	1
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	143.6336	0.0755	1	-	-
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	143.6336	3.9296	2	-	-

ตัวอย่างการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์เพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ กรณีที่ 2 แสดงได้ดังรูปที่ 7.50 และตารางที่ 7.61



รูปที่ 7.50 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

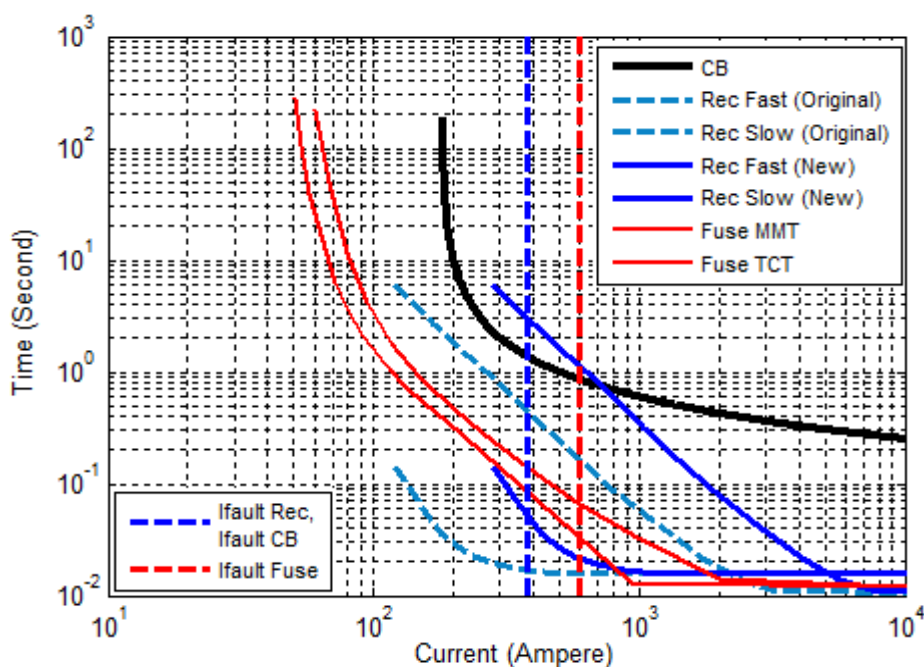
ตารางที่ 7.61 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส 18 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดพลาด (แอมป์)	ระบบป้องกันดั้งเดิม		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคลสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
2 MW	เบรกเกอร์	463.2380	1.1003	4	1.1003	3
	รีโคลสเซอร์ (เร็ว)	185.2630	0.0345	2	-	-
	รีโคลสเซอร์ (ช้า)	185.2630	2.2053	5	-	-
	ฟิวส์ (MMT)	641.7742	0.0287	1	0.0287	1
	ฟิวส์ (TCT)	641.7742	0.0597	3	0.0597	2

ผลการทำงานของอุปกรณ์ในทั้งสองกรณีที่กำลังกล่าวมาแสดงให้เห็นว่าการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์จะช่วยให้อุปกรณ์รีโคสเซอร์ไม่ทำงานจากการตรวจจับกระแสผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไหลย้อนกลับเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นด้านหน้ารีโคสเซอร์ในทุกกรณี ส่งผลให้ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 ได้รับการแก้ไขดังแสดงในตารางที่ 7.58 อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาผลการทดสอบในตารางที่ 7.58 และตารางที่ 7.59 จะพบว่าระบบที่มีการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์จะประสบกับปัญหาการประสานสัมพันธ์ในกรณีอื่นๆเพิ่มขึ้นมาได้แก่

1. กรณีที่ 3 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 2.19 MW ไปจนถึงขนาด 3.65 MW
2. กรณีที่ 9 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 1.70 MW ไปจนถึงขนาด 3.65 MW
3. กรณีที่ 10 และกรณีที่ 11 เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีขนาดตั้งแต่ 3.12 ไปจนถึงขนาด 4 MW

ตัวอย่างปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 แสดงได้ดังรูปที่ 7.51 และตารางที่ 7.62



รูปที่ 7.51 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 20 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D

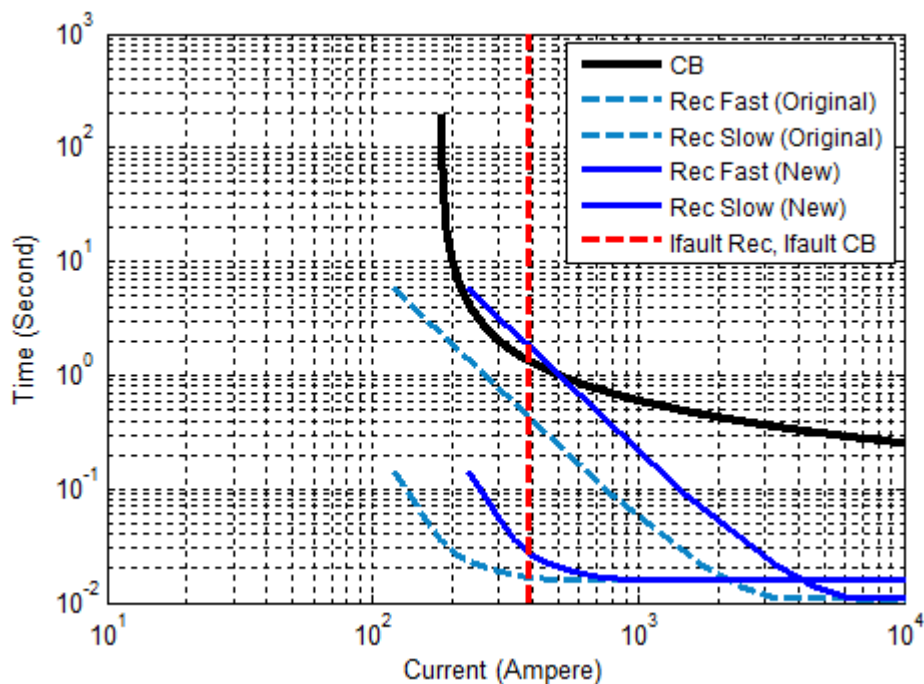
ตารางที่ 7.62 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่ บัส 20 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด

2.5 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ระบบดั้งเดิม		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
2.5 MW	เบรกเกอร์	382.3892	1.3831	5	1.3831	4
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	382.3892	0.0165	1	0.0512	2
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	382.3892	0.4376	4	2.9812	5
	ฟิวส์ (MMT)	599.9760	0.0330	2	0.0330	1
	ฟิวส์ (TCT)	599.9760	0.0656	3	0.0656	3

เมื่อทำการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ให้สูงขึ้นดังตัวอย่างในรูปที่ 7.51 และ ตารางที่ 7.62 จะทำให้รีโคสเซอร์ทำงานช้าลงจากเดิมที่ค่ากระแสผิดปกติขนาดเท่าเดิม ส่งผลให้ ฟิวส์ที่ตรวจจับได้ทั้งกระแสผิดปกติจากสถานีไฟฟ้าและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเมื่อเกิด ความผิดปกติขึ้นที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโคสเซอร์เริ่มหลอมละลายก่อนที่การทำงานแบบเร็ว ของรีโคสเซอร์จะตัดวงจร

ตัวอย่างปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 9 ซึ่งเกิดขึ้นจากการปรับกระแสเริ่มทำงานของ รีโคสเซอร์ แสดงได้ดังรูปที่ 7.52 และตารางที่ 7.63



รูปที่ 7.52 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 11 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.63 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 1 และกรณีที่ 3.1 เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส 11 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ระบบดั้งเดิม		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคสเซอร์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
2 MW	เบรกเกอร์	384.1744	1.3745	3	1.3745	2
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	384.1744	0.0165	1	0.0288	1
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	384.1744	0.4329	2	1.8462	3

ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 9 นี้จะเกิดขึ้นเมื่อมีความผิดปกติแบบถาวรที่สายป้อนหลักหลังรีโคสเซอร์ การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ให้สูงขึ้นจะทำให้เบรกเกอร์ตัด

วงจรรก่อนการทำงานแบบซ้ำของรีโคสเซอร์ตามที่ได้อธิบายไปแล้วในการทดสอบระบบ RBTS BUS 2

เมื่อทำการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์โดยไม่คำนึงถึงหลักเกณฑ์ตามสมการที่ (4.8), (4.9) และ (4.10) (ในกรณีนี้ คือ การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดเกิน 2.60 MW ตามที่ได้ทดสอบไปแล้วข้างต้น) ค่ากระแสเริ่มทำงานใหม่ขงรีโคสเซอร์อาจมีค่าสูงเกินไป จนกระทั่งรีโคสเซอร์ไม่สามารถตรวจจับกระแสผิดปกติพร้อมที่มีค่าไม่สูงมากนักได้ ส่งผลให้เบรกเกอร์หรือฟิวส์ต้องทำหน้าที่แทน และเกิดปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 10 และกรณีที่ 11 ดังแสดงในตารางที่ 7.59

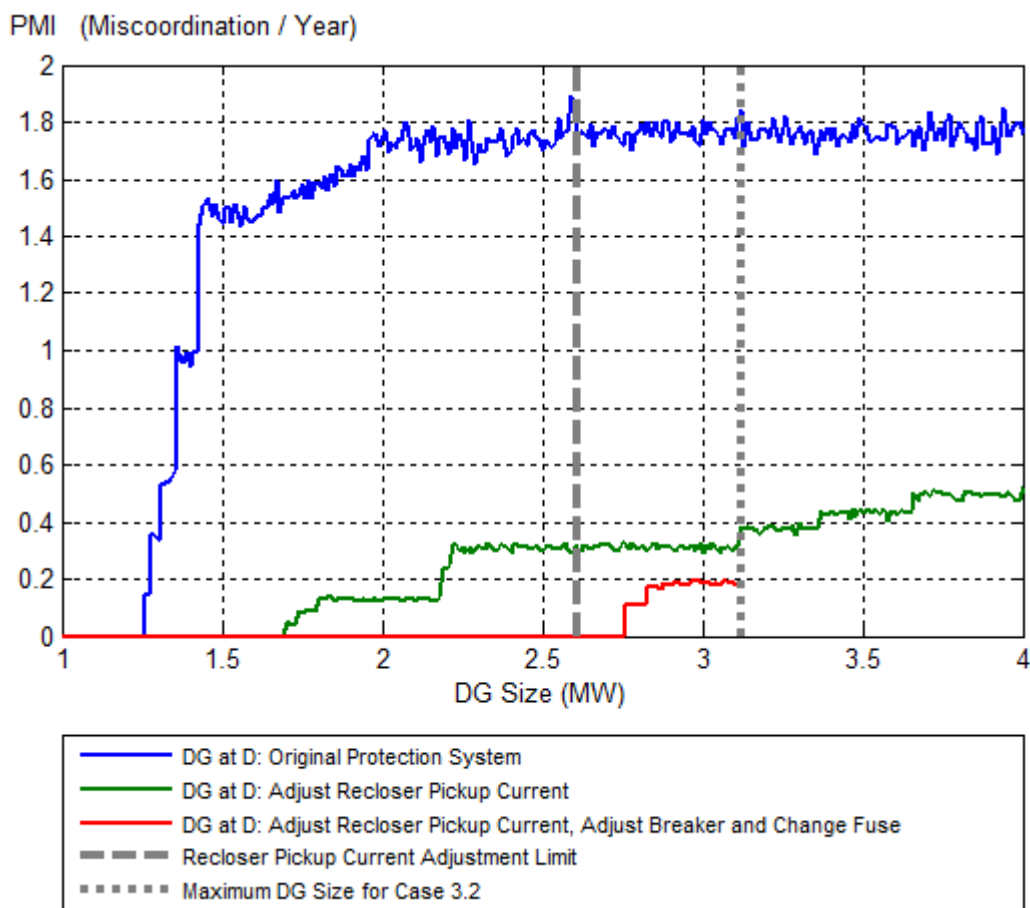
กรณีที่ 3.2 ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ ปรับเบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์

ในกรณีที่ 3.2 นี้จะทำการปรับระบบป้องกันเพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 และกรณีที่ 9 ที่เกิดขึ้นในการปรับระบบป้องกันกรณีที่ 3.1

โดยปรับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังนี้

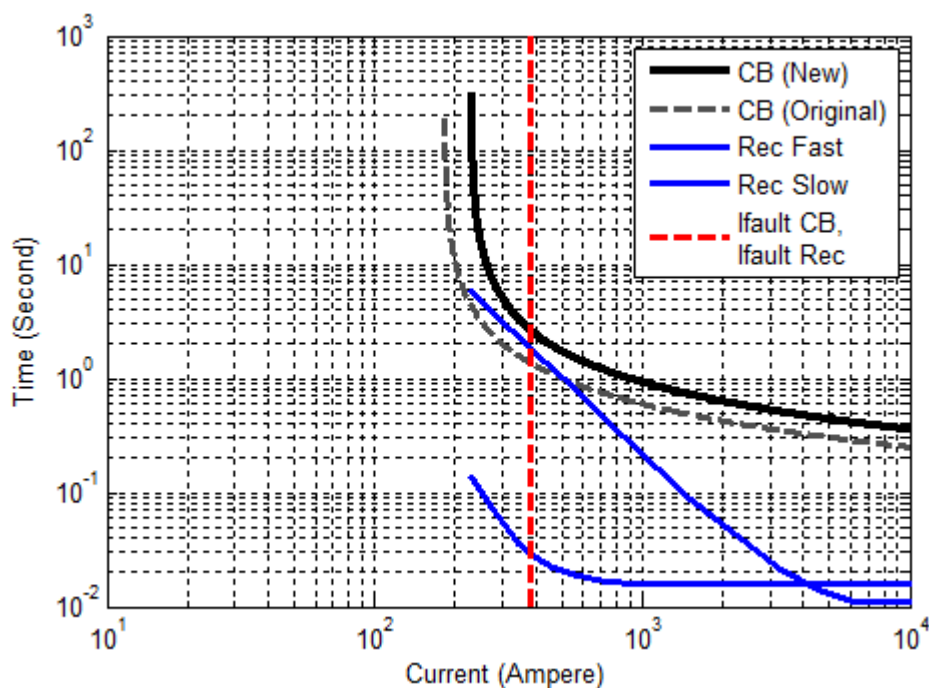
1. ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 1.26 MW ขึ้นไปเพื่อแก้ไขปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโคสเซอร์เช่นเดียวกับการปรับระบบป้องกันกรณีที่ 3.1
2. ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของเบรกเกอร์ให้สูงขึ้นจากเดิมเพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ในกรณีที่ 9 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 1.7 MW ขึ้นไป โดยในหัวข้อนี้จะปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของเบรกเกอร์ให้เท่ากับกระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ และปรับค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ (Dial) จาก 0.15 เป็น 0.2 เพื่อให้เบรกเกอร์ทำงานช้าลง
3. เปลี่ยนฟิวส์ที่ติดตั้งในสายป้อนย่อยที่ 20 จากขนาด 25K เป็น 40K สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 2.19 MW ขึ้นไป และเปลี่ยนฟิวส์ที่ติดตั้งในสายป้อนย่อยที่ 16 และ 18 จากขนาด 25K เป็น 40K สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 2.22 MW ขึ้นไป เพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันกรณีที่ 3

ผลการทดสอบค่า PMI ของระบบในกรณีที่ 3.2 เปรียบเทียบกับกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 1 แสดงได้ดังรูปที่ 7.53



รูปที่ 7.53 PMI ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

จากผลการทดสอบค่า PMI ในรูปที่ 7.54 เมื่อพิจารณาในช่วงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1 MW ถึง 2.6 MW ซึ่งเป็นช่วงที่สามารถปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลอสเซอร์ได้ตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ พบว่าการปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.2 จะช่วยแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบได้ในทุกกรณี และทำให้ระบบมีค่า PMI เท่ากับศูนย์ โดยตัวอย่างการปรับค่าการทำงานของเบรกเกอร์เพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันกรณีที่ 9 แสดงได้ดังรูปที่ 7.54 และตารางที่ 7.64



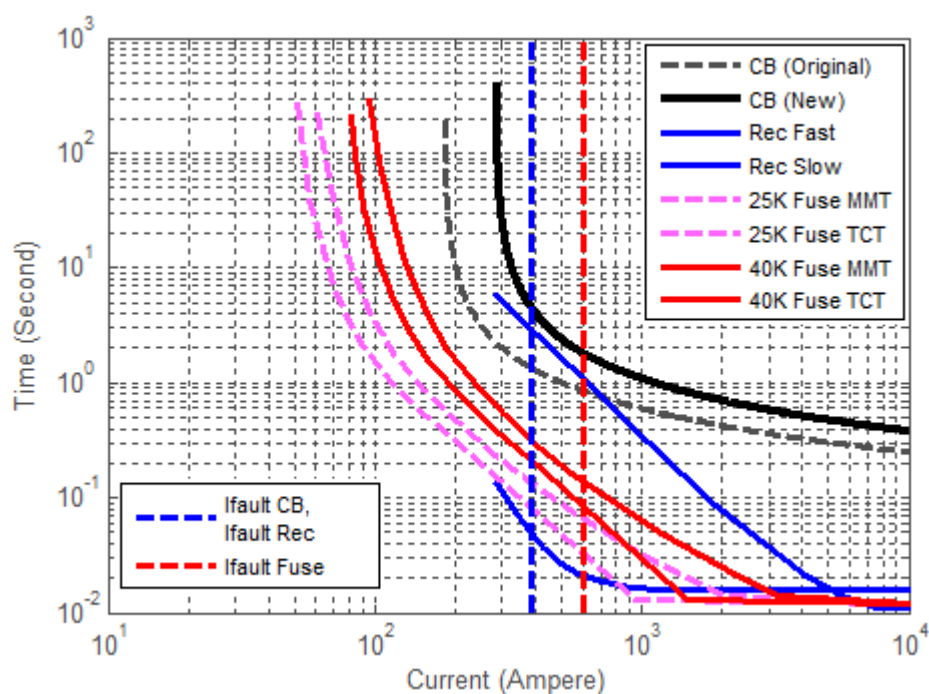
รูปที่ 7.54 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 3.1 และกรณี 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่ บัส 11 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.64 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณี 3.1 และกรณี 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่ บัส 11 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของ รีโคสเซอร์		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคสเซอร์ ปรับเบรก เกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
2 MW	เบรกเกอร์	384.1744	1.3745	2	2.6847	3
	รีโคสเซอร์ (เร็ว)	384.1744	0.0288	1	0.0288	1
	รีโคสเซอร์ (ช้า)	384.1744	1.8462	3	1.8462	2

หลังจากทำการปรับค่าการทำงานของเบรกเกอร์แล้ว เบรกเกอร์จะทำงานช้ากว่าการทำงานแบบซ้ำของรีโคลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดปกติบริเวณสายป้อนหลักด้านหลังรีโคลสเซอร์ดังแสดงในตารางที่ 7.64 ส่งผลให้ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 9 ที่เกิดขึ้นกับระบบกรณีที่ 3.1 ได้รับการแก้ไข

ตัวอย่างการเปลี่ยนฟิวส์ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นเพื่อแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันกรณีที่ 3 แสดงได้ดังรูปที่ 7.55 และตารางที่ 7.65



รูปที่ 7.55 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติที่ บัส 20 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 2.5 MW ที่ตำแหน่ง D

ตารางที่ 7.65 การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 เมื่อเกิดความผิดปกติของ
ที่บัส 20 ในระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟผ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด

2.5 MW ที่ตำแหน่ง D

ขนาดของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้า ขนาดเล็ก	อุปกรณ์ป้องกัน	กระแส ผิดปกติ (แอมป์)	ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของ รีโกลสเซอร์		ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโกลสเซอร์ ปรับ เบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์	
			เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน	เวลาการ ทำงาน (วินาที)	ลำดับการ ทำงาน
2.5 MW	เบรกเกอร์	382.3892	1.3831	4	4.7174	5
	รีโกลสเซอร์ (เร็ว)	382.3892	0.0512	2	0.0512	1
	รีโกลสเซอร์ (ช้า)	382.3892	2.9812	5	2.9812	4
	ฟิวส์ (MMT)	599.9760	0.0330	1	0.0838	2
	ฟิวส์ (TCT)	599.9760	0.0656	3	0.1402	3

ตัวอย่างการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติในรูปแบบที่ 7.55 และตารางที่
7.65 แสดงให้เห็นว่าการเปลี่ยนฟิวส์ให้มีขนาดใหญ่ขึ้นจะช่วยให้ฟิวส์ทำงานช้าลง และมีช่วง
ระยะเวลาเพื่อให้การทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์ตัดวงจรได้ก่อนที่ฟิวส์จะเริ่มหลอมละลาย
ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 ของระบบจึงได้รับการแก้ไข

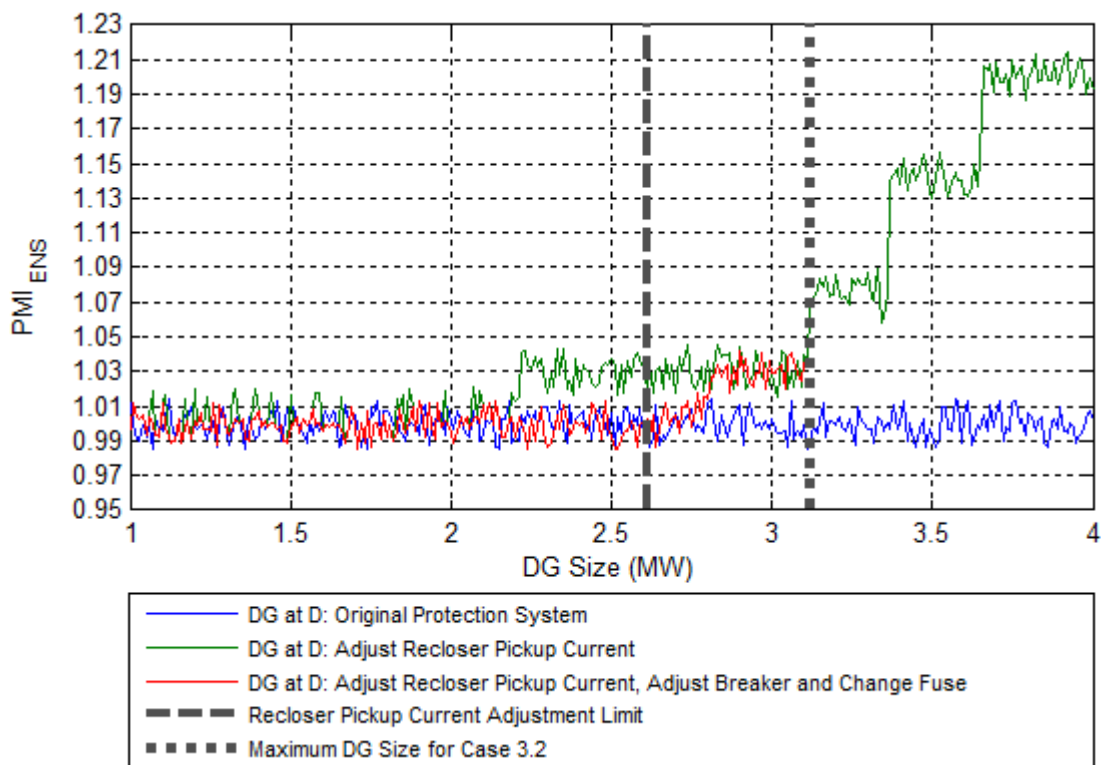
เมื่อพิจารณาผลการทดสอบค่า PMI ในรูปที่ 7.54 ในช่วงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
ขนาดเล็กขนาด 2.61 MW ขึ้นไป ซึ่งเป็นช่วงที่การปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์ไม่ได้
เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ พบว่าการปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.2 จะทำให้ระบบที่ติดตั้ง
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 2.76 MW ขึ้นไปยังคงมีค่า PMI อยู่ ซึ่งเกิดมาจาก
ปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3 นอกจากนี้ยังพบว่าการปรับระบบป้องกันในกรณี
ที่ 3.2 สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดสูงเกิน 3.11 MW จะทำให้ไม่
สามารถทำการทดสอบค่า PMI ของระบบต่อไปได้ เนื่องจากการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรี
โกลสเซอร์ และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สูงเกินไปจนไม่มีอุปกรณ์ป้องกันใดสามารถตรวจจับกระแสผิด
พหุองที่มีค่าต่ำได้เลยในบางกรณี

7.4.3.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS})

ผลการทดสอบค่า PMI_{ENS} ของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาด 1 MW ถึง 4 MW ที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ใช้ระบบป้องกันดั้งเดิม ปรับระบบป้องกันกรณีที่ 3.1 และปรับระบบป้องกันกรณีที่ 3.2 แสดงได้ดังตารางที่ 7.66 และรูปที่ 7.56

ตารางที่ 7.66 PMI_{ENS} ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

ช่วงขนาด ของเครื่อง กำเนิดไฟฟ้า ขนาดเล็ก (MW)	PMI_{ENS} ของแต่ละกรณีการปรับระบบป้องกัน								
	ระบบป้องกันดั้งเดิม			ปรับค่ากระแสเริ่มทำงาน ของรีโคลสเซอร์			ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลส เซอร์ ปรับเบรกเกอร์ และเปลี่ยนฟิวส์		
	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย	ต่ำสุด	สูงสุด	เฉลี่ย
1 - 2.18	0.9851	1.0139	0.9998	0.9856	1.0128	1.0002	0.9848	1.0136	0.9994
2.19 - 2.21	0.9851	1.0139	0.9998	1.0134	1.0182	1.0155	0.9848	1.0136	0.9994
2.22 - 2.75	0.9851	1.0139	0.9998	1.0156	1.0454	1.0306	0.9848	1.0136	0.9994
2.76 - 2.82	0.9851	1.0139	0.9998	1.0156	1.0454	1.0306	1.0022	1.0272	1.0158
2.83 - 2.87	0.9851	1.0139	0.9998	1.0156	1.0454	1.0306	1.0181	1.0338	1.0284
2.88 - 3.11	0.9851	1.0139	0.9998	1.0156	1.0454	1.0306	1.0201	1.0422	1.0311
3.12 - 3.36	0.9851	1.0139	0.9998	1.0585	1.0889	1.0764	ไม่สามารถทำการทดสอบได้		
3.37 - 3.65	0.9851	1.0139	0.9998	1.1300	1.1569	1.1422			
3.66 - 4	0.9851	1.0139	0.9998	1.1867	1.2142	1.2013			



รูปที่ 7.56 PMI_{ENS} ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. ที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

ผลการทดสอบในตารางที่ 7.66 และรูปที่ 7.56 แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในช่วงขนาด 2.19 MW จนถึง 3.11 MW ในระบบที่มีการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ให้สูงขึ้น (ระบบในกรณีที่ 3.1) จะทำให้ระบบมี PMI_{ENS} ที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม ที่เป็นเช่นนี้ก็เพราะว่าระบบดังกล่าวประสบปัญหาฟิวส์ทำงานก่อนรีโคลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโคลสเซอร์ (ปัญหาการประสานสัมพันธ์กรณีที่ 3) ส่งผลโดยตรงต่อการเพิ่มขึ้นของค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดปกติ นอกจากนี้เมื่อพิจารณาการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดตั้งแต่ 3.12 MW ขึ้นไปจะพบว่าระบบมีค่า PMI_{ENS} เพิ่มสูงขึ้นมากอย่างต่อเนื่องเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิมอันเนื่องมาจากปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ในกรณีที่ 10 และ 11 ซึ่งเป็นผลมาจากการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์โดยไม่คำนึงถึงเงื่อนไขที่กำหนดไว้

ในขณะที่ระบบในกรณีที่ 3.2 มีการปรับปรุงกรณีป้องกันจนสามารถแก้ไขปัญหาการประสานสัมพันธ์ได้ในทุกกรณีในช่วงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาด 1 MW จนถึง

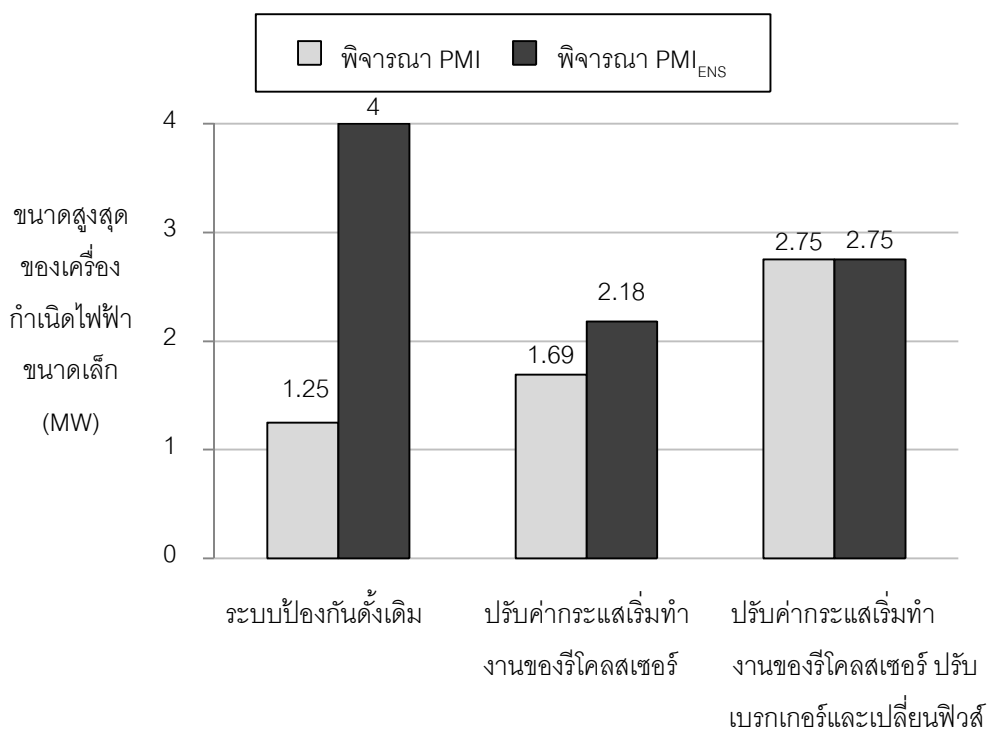
2.75 MW ทำให้ค่า PMI_{ENS} โดยเฉลี่ยของระบบในช่วงดังกล่าวมีค่าใกล้เคียง 1.0 นอกจากนี้ยังพบว่าเราสามารถทดสอบค่า PMI_{ENS} ของระบบได้จนถึงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดไม่เกิน 3.11 MW เท่านั้น เนื่องจากการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์และเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สูงจนเกินไปจะทำให้ไม่สามารถตรวจจับสนกระแสผิดปกติที่มีค่าต่ำในบางกรณีได้ ส่งผลให้ไม่มีอุปกรณ์ป้องกันใดๆกำจัดความผิดปกติที่เกิดขึ้นได้ จนทำให้ต้องหยุดทำการทดสอบ

7.4.3.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} ของระบบในกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2 แสดงได้ดังตารางที่ 7.67 และรูปที่ 7.57

ตารางที่ 7.67 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

กรณีการปรับระบบป้องกัน	ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (MW)	
	พิจารณา PMI	พิจารณา PMI_{ENS}
ระบบป้องกันดั้งเดิม	1.25	4
ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์	1.69	2.18
ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคลสเซอร์ ปรับเบรกเกอร์และเปลี่ยนฟิวส์	2.75	2.75



รูปที่ 7.57 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ 1 กรณีที่ 3.1 และกรณีที่ 3.2

จากค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในตารางที่ 7.67 และรูปที่ 7.57 พบว่าเมื่อพิจารณาจากค่า PMI การปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.1 และ 3.2 จะทำให้ระบบมีค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่ง D เพิ่มสูงขึ้นจากระบบดั้งเดิม แต่เมื่อพิจารณาขนาดสูงสุดจากค่า PMI_{ENS} การปรับระบบในกรณีที่ 3.1 จะทำให้ระบบมีค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กลดลง เช่นเดียวกับกรณีที่ 3.2

7.4.4 ผลการทดสอบทุกกรณีของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

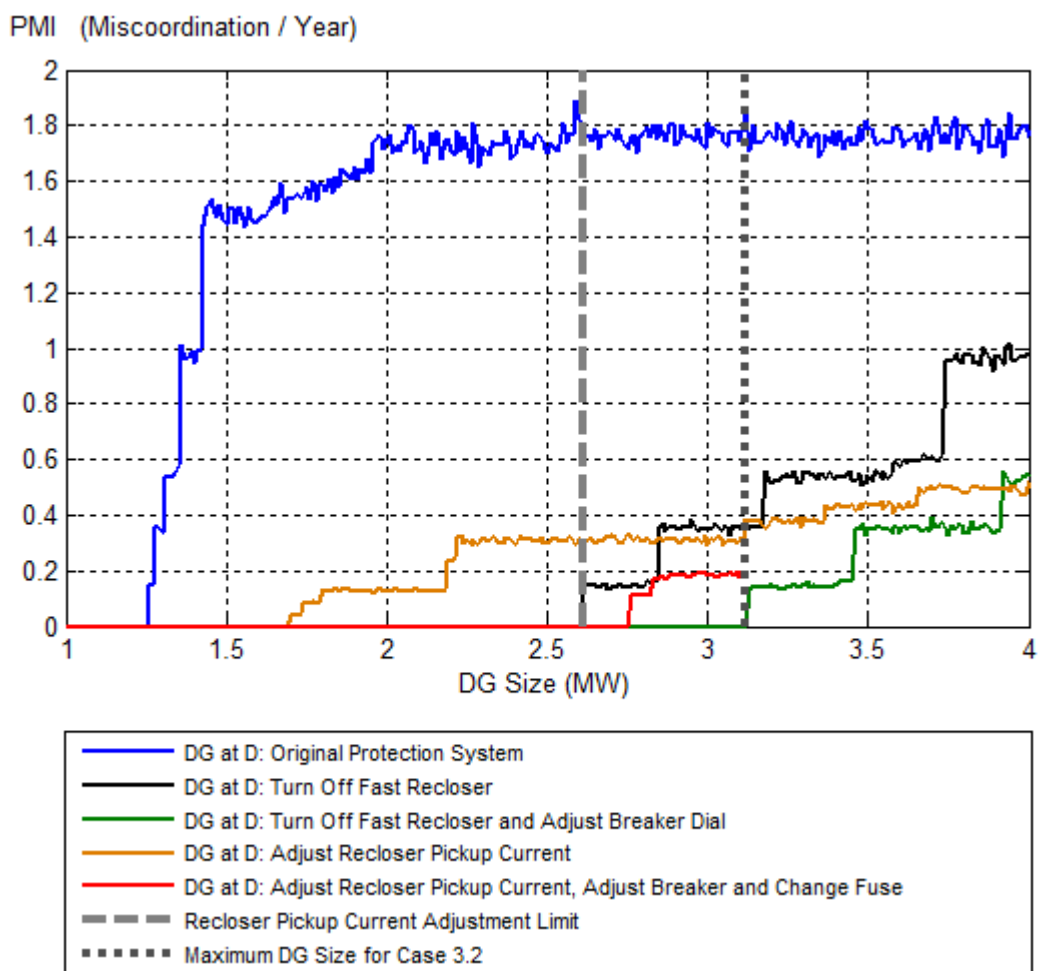
รายละเอียดการปรับระบบป้องกันในทุกกรณีของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7.68

ตารางที่ 7.68 รายละเอียดการปรับระบบป้องกันในทุกกรณีของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D

กรณีการปรับระบบป้องกัน	รายละเอียดการปรับระบบป้องกัน	ช่วงขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำการปรับระบบป้องกัน
1	ระบบป้องกันดั้งเดิม	-
2.1	ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์	1.26 MW – 4 MW
2.2	1. ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ 2. ปรับลดค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์จาก 0.15 เป็น 0.10	1.26 MW – 4 MW 2.61 MW - 4 MW
3.1	ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ให้สูงขึ้นตามสมการ $I_{R,Pick\ up} = 1.2 \times \max(I_{DG,Backfeed})$	1.26 MW เป็นต้นไป
3.2	1. ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ให้สูงขึ้นตามสมการ $I_{R,Pick\ up} = 1.2 \times \max(I_{DG,Backfeed})$ 2. ปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของเบรกเกอร์ให้สูงขึ้นเท่ากับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโคสเซอร์ 3. ปรับค่าเวลาการทำงานของเบรกเกอร์ให้สูงขึ้นจาก 0.15 เป็น 0.20 4. เปลี่ยนฟิวส์ที่ติดตั้งในสายป้อนย่อยที่ 20 จากขนาด 25K เป็นขนาด 40K 5. เปลี่ยนฟิวส์ที่ติดตั้งในสายป้อนย่อยที่ 16 และ 18 จากขนาด 25K เป็นขนาด 40K	1.26 MW เป็นต้นไป 1.7 MW เป็นต้นไป 1.7 MW เป็นต้นไป 2.19 MW เป็นต้นไป 2.22 MW เป็นต้นไป

7.4.4.1 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน (Protection Miscoordination Index: PMI)

ผลการทดสอบดัชนี PMI ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D แสดงได้ดังรูปที่ 7.58



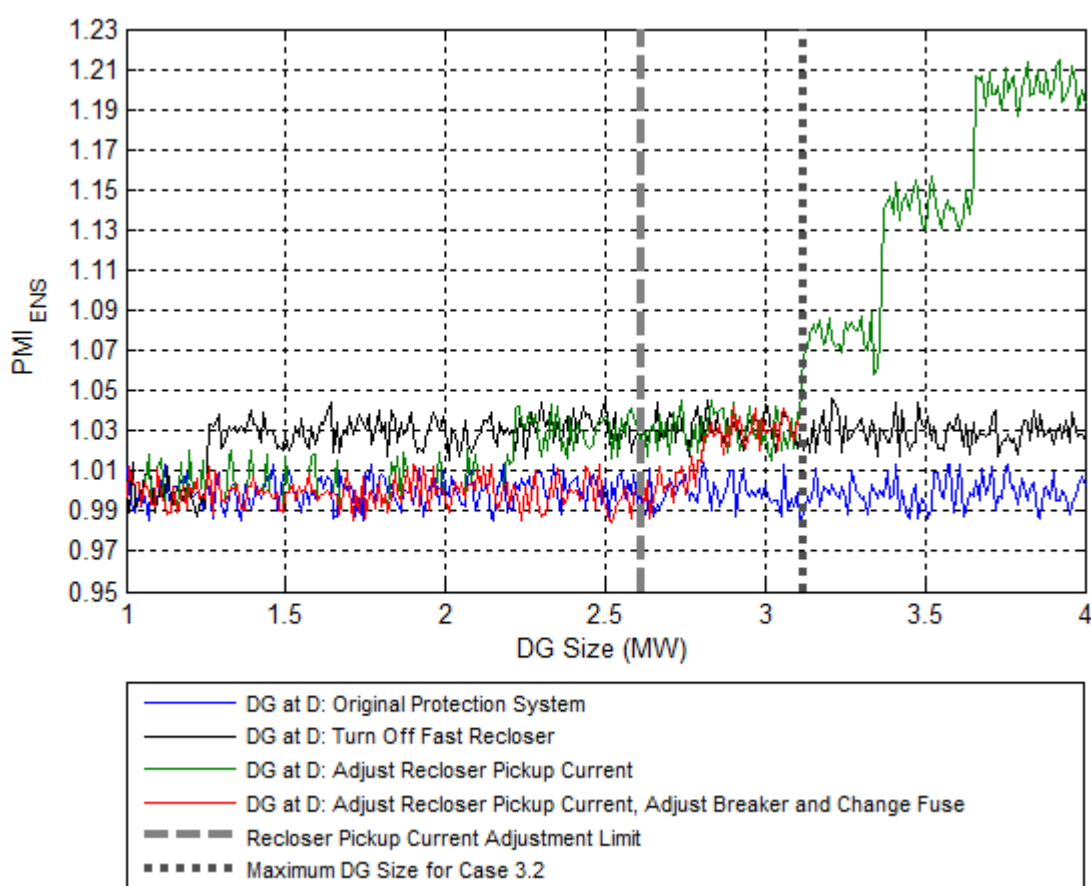
รูปที่ 7.58 PMI ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ.

สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D

จากผลการทดสอบค่า PMI ของทุกกรณีดังรูปที่ 7.58 พบว่าการปรับระบบป้องกันสามารถทำให้ระบบมีค่า PMI ลดลงเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม โดยการปรับระบบป้องกันในกรณีที่ 3.1 และ 3.2 จะเหมาะสมกับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดไม่เกิน 2.60 MW ตามเงื่อนไขที่ตั้งไว้เท่านั้น นอกจากนี้ผลการทดสอบก็แสดงให้เห็นว่าไม่มีการปรับระบบป้องกันในกรณีใดๆที่สามารถทำให้ระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดสูงที่สุด คือ 4 MW มีค่า PMI เท่ากับศูนย์

7.4.4.2 ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS})

ผลการทดสอบดัชนี PMI_{ENS} ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D แสดงได้ดังรูปที่ 7.59



รูปที่ 7.59 PMI_{ENS} ของทุกกรณีการปรับระบบป้องกันของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D

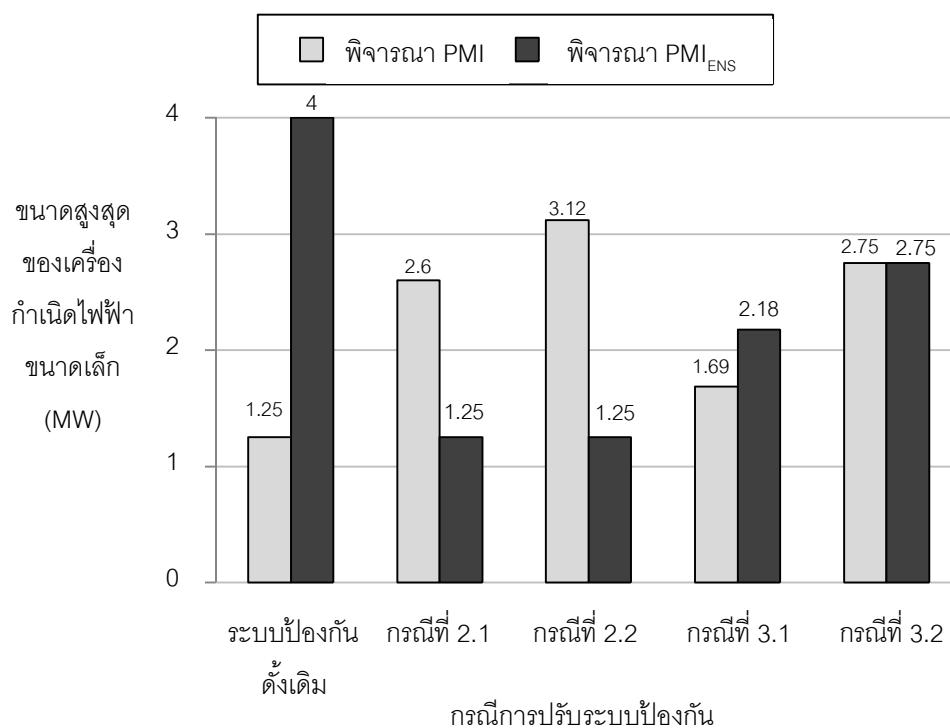
จากผลการทดสอบค่า PMI_{ENS} ในรูปที่ 7.59 การปรับระบบป้องกันกรณี 3.1 ในช่วงการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ไม่เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนด (คือ ขนาดเกิน 2.60 MW ขึ้นไป) เมื่อทำการทดสอบการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดสูงถึงค่าหนึ่ง ระบบจะมีค่า PMI_{ENS} สูงขึ้นจากระบบดั้งเดิมมาก ในขณะที่การปรับระบบป้องกันกรณี 3.2 ในช่วงการติดตั้ง

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่เป็นไปตามเงื่อนไข (คือ ขนาดตั้งแต่ 1 MW ถึง 2.60 MW) จะทำให้ระบบยังคงมีค่า PMI_{ENS} ใกล้เคียง 1.0

เมื่อพิจารณาการปิดการทำงานของรีโวลเวอร์ หรือกรณีที่ 2.1 และกรณีที่ 2.2 จะพบว่าเมื่อเริ่มปิดการทำงานของรีโวลเวอร์สำหรับการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาด 1.26 MW ขึ้นไป จะทำให้ระบบมีค่า PMI_{ENS} สูงขึ้นกว่าระบบดั้งเดิม

7.4.4.3 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก

ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} ของการปรับระบบป้องกันในกรณีต่างๆ แสดงได้ดังรูปที่ 7.60



รูปที่ 7.60 ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่ตำแหน่ง D ของระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของ กฟภ. โดยพิจารณาจากค่า PMI และ PMI_{ENS} เปรียบเทียบทุกกรณีการปรับระบบป้องกัน

จากขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในแต่ละกรณีดังรูปที่ 7.60 แสดงให้เห็นว่าการปรับระบบป้องกันในทุกๆกรณีจะทำให้ระบบมีค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด

เล็กเมื่อพิจารณาจากค่า PMI สูงขึ้นจากระบบดั้งเดิม โดยกรณีที่ 2.2 จะได้ค่าที่สูงที่สุดเมื่อเทียบกับกรณีอื่นๆ คือ 3.12 MW ในขณะที่การปรับระบบป้องกันในทุกกรณีก็จะทำให้ระบบมีค่าขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กเมื่อพิจารณาจากค่า PMI_{ENS} ลดลงจากระบบดั้งเดิม

บทที่ 8

สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

8.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการประเมินผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยใช้ดัชนีชี้วัด 2 ดัชนี ได้แก่ ดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน (Protection Miscoordination Index: PMI) และดัชนีชี้วัดการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Protection Miscoordination Index – Energy not supplied: PMI_{ENS}) โดย PMI สามารถนำมาใช้ในการประเมินผลกระทบจากขนาดและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่ออัตราการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบ ในขณะที่ PMI_{ENS} จะถูกใช้ในการประเมินว่าระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กในกรณีต่างๆจะมีค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดเพิ่มขึ้นมากน้อยเท่าใดเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิม นอกจากนี้ค่าดัชนีทั้งสองยังถูกนำมาใช้ในการกำหนดขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆในระบบโดยไม่ส่งผลกระทบต่อประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

ระบบทดสอบ 2 ระบบ ได้แก่ RBTS BUS 2 และระบบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคถูกทดสอบโดยการนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาติดตั้งที่ตำแหน่งต่างๆโดยเริ่มจากขนาดที่เล็กที่สุดไปจนถึงขนาดใหญ่ที่สุดที่พิจารณา ค่าดัชนี PMI และ PMI_{ENS} ของระบบในแต่ละกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กถูกคำนวณค่าออกมา นอกจากนี้ยังทดสอบการปรับปรุงระบบป้องกันอีก 2 รูปแบบ ได้แก่ การปิดการทำงานแบบเร็วของรีโคสเซอร์ และการปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันสำหรับกรณีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโคสเซอร์

จากผลการทดสอบสามารถสรุปได้ดังนี้

1. ทั้งขนาดและตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมีผลต่อการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน โดยขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใหญ่ขึ้นจะส่งผลให้ระบบมีค่า PMI ที่สูงขึ้น ซึ่งหมายความว่าระบบป้องกันจะมีอัตราการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ที่สูงขึ้น

และระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหน้ารีโกลสเซอร์จะมีค่า PMI ที่ต่ำกว่าระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กขนาดเท่าๆกันด้านหลังรีโกลสเซอร์บนสายป้อนเดียวกัน ซึ่งทำให้ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งบริเวณด้านหน้ารีโกลสเซอร์มีค่าสูงกว่าการนำไปติดตั้งด้านหลังรีโกลสเซอร์เมื่อพิจารณาจากค่า PMI

2. สาเหตุหลักของการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์ คือ กระแสผิดพลาดที่ไหลย้อนจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กผ่านรีโกลสเซอร์ ซึ่งทำให้รีโกลสเซอร์ตัดวงจรโดยไม่พึงประสงค์

3. PMI_{ENS} ของระบบที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะมีค่าสูงขึ้นเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิมในกรณีที่ระบบประสบปัญหาฟิวส์ตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดพลาดที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโกลสเซอร์ โดยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้านหน้ารีโกลสเซอร์จะทำให้ระบบมีโอกาสเกิดปัญหาดังกล่าวน้อยกว่าการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้านหลังรีโกลสเซอร์ ส่งผลให้ขนาดสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่สามารถนำมาติดตั้งบริเวณด้านหน้ารีโกลสเซอร์มีแนวโน้มที่จะมีค่าสูงกว่าการนำไปติดตั้งด้านหลังรีโกลสเซอร์เมื่อพิจารณาจากค่า PMI_{ENS}

4. การปิดการทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์จะช่วยแก้ไขปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโกลสเซอร์ในกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์ ส่งผลให้ PMI ของระบบที่ประสบปัญหาดังกล่าวมีค่าลดลง แต่เมื่อพิจารณาค่า PMI_{ENS} พบว่าระบบที่ปิดการทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์จะมีค่าพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากการเกิดความผิดพลาดสูงขึ้น เนื่องจากฟิวส์จะกลายเป็นอุปกรณ์ป้องกันตัวแรกที่ตัดวงจรในกรณีที่เกิดความผิดพลาดที่สายป้อนย่อยด้านหลังรีโกลสเซอร์แทนการทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์ ส่งผลให้ PMI_{ENS} ของระบบในกรณีนี้มีค่าสูงขึ้นจากเดิม

5. การปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันเป็นวิธีที่เหมาะสมสำหรับการแก้ปัญหาการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันในกรณีที่มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กด้านหลังรีโกลสเซอร์ โดยการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรีโกลสเซอร์ให้สูงขึ้นอย่างเหมาะสมจะช่วยแก้ไขปัญหาการทำงานโดยไม่พึงประสงค์ของรีโกลสเซอร์ และการเปลี่ยนไปใช้ฟิวส์ที่มีขนาดใหญ่ขึ้นจะช่วยแก้ไขปัญหาฟิวส์ตัดวงจรก่อนการทำงานแบบเร็วของรีโกลสเซอร์เมื่อเกิดความผิดพลาดด้านหลังรีโกลสเซอร์ ส่งผลให้ PMI และ PMI_{ENS} ของระบบที่มีการปรับปรุงการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันมีค่าลดลง อย่างไรก็ตามการปรับค่ากระแสเริ่มทำงานของรี

โคลอสเซอร์ให้สูงขึ้นในบางกรณีก็ไม่สามารถทำได้ เนื่องจากต้องคำนึงถึงค่ากระแสผิดพลาดที่ต่ำสุดที่รีโคลอสเซอร์ต้องตรวจจับได้

8.2 ข้อเสนอแนะ

1. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาเฉพาะการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันทางด้านเฟสเท่านั้น การดำเนินการวิจัยต่อไปอาจทำได้โดยนำการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันทางด้านกราวด์ และการเกิดความผิดพลาดแบบเฟส-ดินมาร่วมพิจารณาด้วย

2. ค่า PMI_{ENS} ที่ได้จากการทดสอบมีความแปรปรวนอยู่บ้าง ซึ่งส่งผลต่อการวิเคราะห์ผลการทดสอบเนื่องจาก PMI_{ENS} ที่คำนวณได้จากแต่ละกรณีมีค่าแตกต่างกันแค่ในระดับทศนิยมหนึ่งถึงสองตำแหน่งเท่านั้น ดังนั้นถ้าสามารถคำนวณค่า PMI_{ENS} ให้มีความแม่นยำสูงขึ้น จะทำให้สามารถวิเคราะห์ผลการทดสอบได้ถูกต้องมากยิ่งขึ้น การปรับปรุงการคำนวณอาจทำได้โดยเพิ่มจำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์ให้มากขึ้น ซึ่งจะต้องใช้ระยะเวลาในการคำนวณที่นานขึ้น

3. ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการทดสอบค่า PMI และ PMI_{ENS} ของระบบโดยไม่ได้พิจารณาถึงการตัดการเชื่อมต่อของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กออกจากระบบจำหน่ายก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายจะทำงานเมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้น การศึกษาเพิ่มเติมในอนาคตอาจทำได้โดยการพิจารณาถึงเงื่อนไขดังกล่าวเพิ่มเข้ามา

4. นอกจากการประเมินผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกันโดยใช้ดัชนีชี้วัด 2 ดัชนีตามที่ได้นำเสนอไปแล้ว การดำเนินการวิจัยต่อไปในอนาคตอาจสามารถทำได้โดยนำดัชนีชี้วัดมาตรฐานของระบบจำหน่าย เช่น SAIFI, SAIDI หรือ ENS มาทำการเปรียบเทียบกับค่าฐานเพื่อคำนวณเป็นค่าดัชนีชี้วัดใหม่ได้

รายการอ้างอิง

- [1] Bayegan, M. A vision of the future grid. IEEE Power Engineering Review 21 (December 2001): 10-12.
- [2] Barker, P.P., and Mello, R.W. Determining the impact of distributed generation on power systems part 1 radial distribution systems. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 3 (July 2000): 1645-1656.
- [3] El-Khattam, W., and Salama, M.M.A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. Electric Power Systems Research 71 (October 2004): 119-128.
- [4] Doyle, M.T. Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting 1 (July 2002): 103-105.
- [5] McDermott, T.E., and Dugan, R.C. Distributed generation impact on reliability and power quality indices. IEEE Rural Electric Power Conference (May 2002): D3/1-D3/7.
- [6] IEEE Standard 1547-2008. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (2008).
- [7] Surachai Chaitusaney, and Yokoyama, A. Prevention of reliability degradation from recloser-Fuse miscoordination due to distributed generation. IEEE Trans. on Power Delivery 23 (October 2008): 2545-2554.
- [8] Kauhaniemi, K., and Kumpulainen, L. Impact of distributed generation on the protection of distribution networks. 8th IEE International Conference on Developments in Power System Protection 1 (April 2004): 315-318.
- [9] Girgis, A., and Brahma, S. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (July 2001): 115-119.
- [10] Chiradeja, P., and Ramakumar, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. IEEE Trans. on Energy Conversion 19 (December 2004): 764-773.

- [11] Ochoa, L.F., Padilha-Feltrin, A., and Harrison, G. Evaluating distributed generation impacts with multiobjective index. IEEE Trans. on Power Delivery 21 (July 2006): 1452-1458.
- [12] Surachai Chaitusaney, and Yokoyama, A. Reliability analysis of distribution system with distributed generation considering loss of protection coordination. The 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (June 2006): 1-8.
- [13] Titti Saksornchai, and Bundhit Eua-arporn. Determination of allowable capacity of distributed generation with protection coordination consideration. Engineering Journal 13 (2009) : 29-44.
- [14] สิริภา จุลกาญจน์. การหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันด้วยขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2549.
- [15] ชำนาญ ห่อเกียรติ. การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลัง. โครงการพัฒนาความชำนาญด้านไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2550.
- [16] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์ การป้องกันระบบไฟฟ้า. จี.บี.พี เซ็นเตอร์, 2551.
- [17] ภรต อินทรเทศ. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกันและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2546.
- [18] Saadat, H. Power System Analysis. Boston : McGraw-Hill, 1999.
- [19] Gers, J., and Holmes, E. Protection of Electricity Distribution Networks. 2nd ed. London : The Institution of Engineering and Technology, 2004.
- [20] Blackburn, J.L., and Domin, T.J. Protective Relaying Principles and Applications. 3rd ed. Boca Raton : CRC Press, 2007.
- [21] สฐีรพงศ์ ฤทธิเรืองเดช. การจัดอุปกรณ์ป้องกันให้ทำงานสัมพันธ์กันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยวิธีโปรแกรมคอมพิวเตอร์. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2543.

- [22] ไศภิต ศิริโสภณวัฒนา. ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกันของฟิวส์กับรีโคลอสเซอร์และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.
- [23] Billinton, R., and Allan, R.N. Reliability evaluation of engineering systems concepts and techniques. 2nd ed. New York : Plenum Press, 1992.
- [24] ณัฐวุฒิ จินตวิวัฒน์. การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะ. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.
- [25] กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลและการแบ่งแยกโครงข่าย. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
- [26] Allan, R.N., Billinton, R., Sjarief, I., Goel, L., and So, K.S. A reliability test system for educational purposes – basic distribution system data and results. IEEE Trans. on Power Systems 6 (May 1991): 813-820.
- [27] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: http://www.pea.co.th/th/loadprofile_t/show.php [2554, มิถุนายน 15]
- [28] Cooper Power Systems. Recloser: Electrical Apparatus 280-91, 1995.
- [29] S&C Electric Company. Positrol Fuse Links: Time-current characteristic curves, S&C "K" speed, 1986.

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายณัฐพล พลบริสุทธิ์ เกิดเมื่อวันที่ 3 กรกฎาคม พ.ศ. 2528 ที่จังหวัดกรุงเทพฯ สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ เมื่อปี พ.ศ. 2552 จากนั้นได้ศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย