

การเลือกตำแหน่ง และการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด



นางสาวศิริรัตน์ กลัดเพชร

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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 University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2557

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

SITING AND SETTING OF PROTECTIVE DEVICE FOR MICROGRID SYSTEM

Miss Sirirat Gludpetch



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 2014
Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การเลือกตำแหน่ง และการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน สำหรับระบบไมโครกริด
โดย	นางสาวศิริรัตน์ กลัดเพชร
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

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

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์)

.....กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร. จักรเพชร มัทราช)

ศิริรัตน์ กลัดเพชร : การเลือกตำแหน่ง และการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด (SITING AND SETTING OF PROTECTIVE DEVICE FOR MICROGRID SYSTEM) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์, 164 หน้า.

ระบบไมโครกริด (Microgrid) เป็นระบบไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำงานได้ทั้งแบบเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก (Grid-connected mode) และแบบแยกตัวเป็นอิสระ (Islanding mode) การป้องกันของระบบไมโครกริดจึงเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องพิจารณา เนื่องจากระบบป้องกันไฟฟ้าต้องสามารถทำการป้องกันได้ทั้ง 2 โหมดการทำงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อระบบทำงานแบบแยกตัวเป็นอิสระ ระบบไมโครกริดมักมีการจ่ายไฟจากแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่ เมื่อเกิดการลัดวงจร ค่ากระแสลัดวงจรของทั้ง 2 โหมดการทำงานมีค่าแตกต่างกัน ส่งผลให้รูปแบบการป้องกันแบบเดิมไม่สามารถรองรับการทำงานของระบบได้ จากปัญหาที่ได้กล่าวมานั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอแนวทางการปรับปรุงระบบป้องกันสำหรับระบบไมโครกริดที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่ ทั้งในด้านการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่คำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบและมูลค่าการใช้จ่ายที่น้อยที่สุด และการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันที่คำนึงถึงโหมดการทำงานและการประสานการป้องกัน (Protection coordination) ด้วยการประยุกต์การค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) พร้อมทั้งตรวจสอบการทำงานขั้นตอนที่ได้พัฒนาขึ้นด้วยระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบทดสอบ RBTS และระบบไมโครกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน โดยผลการทดสอบพบว่า การติดตั้งอุปกรณ์ที่เหมาะสมจะทำให้ระบบไมโครกริดมีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้นภายใต้มูลค่าการใช้จ่ายที่น้อยที่สุด และการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสามารถรองรับการทำงานในแต่ละโหมดของระบบไมโครกริดได้

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อนิสิต

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

ปีการศึกษา 2557

5470392221 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: MICROGRID / PROTECTION SYSTEM / RELIABILITY / GENETIC ALGORITHM

SIRIRAT GLUDPETCH: SITING AND SETTING OF PROTECTIVE DEVICE FOR MICROGRID SYSTEM. ADVISOR: ASST. PROF. THAVATCHAI TAYJASANANT, Ph.D., 164 pp.

Microgrid system is a small-scale power grid that can operate both grid-connected and islanding modes. Protection in microgrid is an important issue to be considered because the protection system has to operate reliability in both operation modes. During an islanding mode, microgrid system is supplied by energy sources connected with inverters. When there is a fault, short-circuit currents for both operation modes will be quite different. As a result, an original protection scheme is no longer valid for the system operation. From the aforementioned problem, this thesis will present improvement guidelines for protection scheme for microgrid system connected with photovoltaic distributed generation in term of siting of protective device, considering system reliability and investment worth and setting of protective device, considering operation modes and protection coordination by applying Genetic Algorithm. In addition, the proposed method is verified with a modified RBTS test system and PEA's microgrid in Mae Sarieng, Mae Hong Son Province. The results show that proper siting of protective device can improve system reliability under worth investment and proper setting of protective device can handle both operation modes of microgrid.

Department: Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year: 2014

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลือเป็นอย่างดียิ่งจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชสุนันต์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบ และแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ และ ดร.จักรเพชร มัทราช ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี นอกจากนี้ผู้วิจัยขอขอบคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ และบัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้อนุเคราะห์เงินทุนสนับสนุนงานวิจัยในการนำเสนอผลงานทางวิชาการในต่างประเทศ ตลอดจนนิสิตระดับบัณฑิตศึกษาห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลังทุกท่านที่ให้กำลังใจ ความคิดเห็น และตรวจทานแก้ไขข้อผิดพลาดในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สุดท้ายนี้ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัว ตลอดจนพี่น้อง เพื่อนๆ ทุกคนของผู้วิจัยที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฅ
สารบัญภาพ	ฉ
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินการ.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	4
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	4
1.6.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันในระบบไมโครกริด.....	4
1.6.2 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม.....	5
1.6.3 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม.....	6
1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	7
บทที่ 2 ระบบไมโครกริดและการป้องกัน.....	8
2.1 ระบบไมโครกริด.....	8
2.1.1 คำจำกัดความระบบไมโครกริด	8
2.1.2 องค์ประกอบของระบบไมโครกริด	10
2.1.2.1 แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	11

2.1.2.2 ระบบกักเก็บพลังงาน	12
2.1.2.3 ระบบควบคุมและป้องกัน	14
2.1.2.4 ระบบสื่อสาร	16
2.1.2.5 จุดต่อรวม.....	17
2.1.2.6 โหลด.....	17
2.1.3 มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบไมโครกริด	17
2.1.3.1 มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของระบบไมโครกริด	17
2.1.3.2 มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการสื่อสารของระบบไมโครกริด	18
2.1.4 ระบบไมโครกริดในต่างประเทศ	19
2.1.5 ระบบไมโครกริดในประเทศไทย.....	22
2.1.6 ผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบไมโครกริด.....	24
2.2 การป้องกันไฟฟ้าในระบบไมโครกริด	26
2.2.1 ระบบป้องกันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	27
2.2.1.1 เขตการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า	27
2.2.1.2 การประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน	29
2.2.1.3 รูปแบบการป้องกันระบบไฟฟ้า	30
2.2.2 รูปแบบการป้องกันไฟฟ้าสำหรับระบบไมโครกริดในแต่ละโหมดการทำงาน	32
2.2.2.1 เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	33
2.2.2.2 เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไมโครกริด	34
2.2.2.3 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่จุดโหลดในระบบไมโครกริด	35
2.2.3 รูปแบบการป้องกันสำหรับการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด.....	36
2.2.3.1 รูปแบบการป้องกันแบบผลต่าง	37
2.2.3.2 รูปแบบการป้องกันแบบปรับได้.....	37

2.2.3.3 รูปแบบการป้องกันจากการวัดพารามิเตอร์อื่น ๆ.....	38
2.2.4 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า.....	38
2.2.4.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์.....	38
2.2.4.2 รีโคลสเซอร์.....	42
2.2.4.3 ฟิวส์.....	43
2.2.5 ผลกระทบจากการมีแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่ออุปกรณ์ป้องกันกระแส.....	45
2.2.5.1 การลดขอบเขตอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า.....	45
2.2.5.2 การทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน.....	45
2.2.5.3 การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน.....	46
บทที่ 3 การวิเคราะห์ระบบไมโครกริด.....	47
3.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน.....	47
3.2 การคำนวณกระแสลัดวงจร.....	54
3.2.1 การคำนวณกระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส.....	54
3.2.2 การคำนวณกระแสลัดวงจรของแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์.....	56
3.3 การประเมินความเชื่อถือได้.....	62
3.3.1 การประเมินความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด.....	62
3.3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้.....	64
3.3.3 ผลกระทบของอุปกรณ์ป้องกันต่อความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	65
3.3.3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ เมื่อไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสายไฟฟ้า.....	66
3.3.3.2 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสาย.....	67
บทที่ 4 การเลือกตำแหน่งและการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด.....	70
4.1 การค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนทางพันธุกรรม.....	70
4.2 การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด.....	76

4.2.1 แนวคิดการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน	76
4.2.2 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขบังคับ	78
4.2.3 ขั้นตอนการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด.....	81
4.2.3.1 การประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม.....	82
4.2.3.2 การแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร	86
4.2.3.3 การประเมินความเชื่อถือได้	97
4.3 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน	104
4.3.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขบังคับ	105
4.3.2 ขั้นตอนการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด.....	108
4.3.2.1 การประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม.....	109
4.3.2.2 การกำหนดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน.....	113
4.3.2.3 การคำนวณกระแสไหลและกระแสลัดวงจร	113
บทที่ 5 การทดสอบและวิเคราะห์ผล.....	114
5.1 ระบบทดสอบและข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ.....	114
5.1.1 ระบบทดสอบที่ 1 ดัดแปลงจากระบบ RBTS บัส 6 สายป้อนที่ 4.....	114
5.1.2 ระบบทดสอบที่ 2 ดัดแปลงจากระบบไมโครกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อ.แม่ สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน	115
5.1.3 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ.....	116
5.2 รูปแบบการทดสอบ.....	116
5.3 ผลการทดสอบ	119
5.3.1 การทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด	119
5.3.1.1 ระบบทดสอบที่ 1.....	120
5.3.1.2 ระบบทดสอบที่ 2.....	127

5.3.2 การทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด	130
5.3.2.1 ระบบทดสอบที่ 1.....	130
5.3.2.2 ระบบทดสอบที่ 2.....	135
5.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบ.....	142
5.4.1 วิเคราะห์ผลการทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด .	142
5.4.2 วิเคราะห์ผลการทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด	144
บทที่ 6 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ	145
6.1 สรุปผลการวิจัย.....	145
6.2 ข้อเสนอแนะ	147
รายการอ้างอิง.....	148
ภาคผนวก ก ข้อมูลระบบทดสอบระบบทดสอบที่ 1.....	155
ภาคผนวก ข ข้อมูลระบบทดสอบระบบทดสอบที่ 2.....	158
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	164

สารบัญตาราง

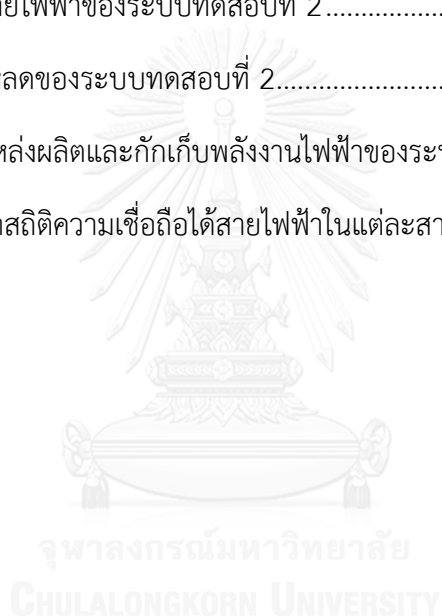
หน้า

ตารางที่ 2.1	คุณลักษณะเฉพาะของระบบไมโครกริด	10
ตารางที่ 2.2	ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน	13
ตารางที่ 2.3	สรุปปัจจัยหลักซึ่งเป็นที่มาของระบบไมโครกริดในต่างประเทศ	19
ตารางที่ 2.4	ตัวอย่างระบบไมโครกริดในต่างประเทศ	21
ตารางที่ 2.5	รายละเอียดโครงการพัฒนาระบบไมโครกริดที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน.....	23
ตารางที่ 2.6	รูปแบบการป้องกันไฟฟ้าที่เป็นไปได้ในการป้องกันระบบไมโครกริด.....	36
ตารางที่ 2.7	ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC 60255	40
ตารางที่ 3.1	ตัวแปรที่ถูกกำหนดในบัสแต่ละประเภท	49
ตารางที่ 3.2	อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยสายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า ตัวอย่าง	66
ตารางที่ 3.3	ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละจุดโหลดของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง	66
ตารางที่ 3.4	ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลดของระบบไฟฟ้าตัวอย่างที่ไม่ติดตั้งอุปกรณ์ ป้องกัน	67
ตารางที่ 3.5	ดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าตัวอย่างเมื่อไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน	67
ตารางที่ 3.6	ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลดของระบบไฟฟ้าตัวอย่างที่ติดตั้งอุปกรณ์ ป้องกัน	68
ตารางที่ 3.7	ดัชนีความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้าตัวอย่างเมื่อติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน	68
ตารางที่ 3.8	การเปรียบเทียบความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่าง	69
ตารางที่ 4.1	การคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์โซนที่ 1	89
ตารางที่ 4.2	การคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ในโซนที่ 2.....	90
ตารางที่ 4.3	การคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์โซนที่ 3.....	91
ตารางที่ 4.4	ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบทดสอบตัวอย่าง	92

ตารางที่ 4.5	การสร้างบัสที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้าในแต่ละโซนการป้องกันเพิ่มเติม	94
ตารางที่ 4.6	การกำหนดการเชื่อมโยงของบัสในแต่ละโซนการป้องกัน	94
ตารางที่ 4.7	การคำนวณการแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 1.....	95
ตารางที่ 4.8	การคำนวณการแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 2.....	95
ตารางที่ 4.9	การคำนวณการแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 5.....	96
ตารางที่ 4.10	การคำนวณการแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 8.....	96
ตารางที่ 4.11	สรุปการแบ่งแยกวงจรไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้าในทุกกรณีสำหรับระบบทดสอบตัวอย่าง.....	97
ตารางที่ 4.12	ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC 60255	107
ตารางที่ 4.13	ตัวอย่างการถอดรหัสคำตอบของตัวแปร <i>TDS</i> และ <i>I_{pickup}</i>	110
ตารางที่ 4.14	ความยาวโครโมโซมสำหรับการปรับค่าอุปกรณ์ป้องกัน <i>m</i> ตัว	111
ตารางที่ 4.15	ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง.....	113
ตารางที่ 5.1	กรณีทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด	117
ตารางที่ 5.2	กรณีทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด	119
ตารางที่ 5.3	ความเชื่อถือได้และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 1.1... ..	120
ตารางที่ 5.4	ความคลาดเคลื่อนของการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์และวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล	122
ตารางที่ 5.5	เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณาที่ใช้ในกรณีศึกษาที่ 1.2.....	122
ตารางที่ 5.6	ผลการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่เกณฑ์มาตรฐานคุณภาพมีค่าเป็นร้อยละ 60 ของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน.....	123
ตารางที่ 5.7	ความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบก่อนและหลังเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแหล่งพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานที่บัส 32 และ 48	124
ตารางที่ 5.8	ผลการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันกรณีศึกษาที่ 1.4.....	126
ตารางที่ 5.9	ความเชื่อถือได้และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 1.5... ..	127

ตารางที่ 5.10	เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่ใช้ในกรณีศึกษาที่ 1.6.....	128
ตารางที่ 5.11	ผลการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันกรณีศึกษาที่ 1.4.....	128
ตารางที่ 5.12	ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 ในกรณีศึกษาที่ 2.1	131
ตารางที่ 5.13	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และ 11 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 12.....	131
ตารางที่ 5.14	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และ 19 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 28.....	132
ตารางที่ 5.15	ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 ในกรณีศึกษาที่ 2.1 ในโหมดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าหลัก.....	133
ตารางที่ 5.16	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1, 10 และ 15 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 14	134
ตารางที่ 5.17	ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 กรณีศึกษาที่ 2.2 ในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ.....	135
ตารางที่ 5.18	ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 2 ในกรณีศึกษาที่ 2.1 ทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก.....	137
ตารางที่ 5.19	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 29 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 47	138
ตารางที่ 5.20	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 56 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 57	138
ตารางที่ 5.21	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 17 และ 20 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 31	139
ตารางที่ 5.22	ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 2 ในกรณีศึกษาที่ 2.2 ในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ.....	141
ตารางที่ 5.23	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 29 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 47	141

ตารางที่ 5.24	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 56 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่ บัส 57	142
ตารางที่ ก.1	ค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ในระบบทดสอบที่ 1	155
ตารางที่ ก.2	ข้อมูลความยาวของแต่ละช่วงสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1	156
ตารางที่ ก.3	ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบที่ 1	156
ตารางที่ ก.4	ค่าสถิติความเชื่อถือได้ของสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1	156
ตารางที่ ข.1	ข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2	159
ตารางที่ ข.2	ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบที่ 2	161
ตารางที่ ข.3	ข้อมูลแหล่งผลิตและกักเก็บพลังงานไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2	163
ตารางที่ ข.4	ข้อมูลค่าสถิติความเชื่อถือได้สายไฟฟ้าในแต่ละสายป้อนของระบบทดสอบที่ 2	163



สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 1.1	ภาพรวมการศึกษาการเลือกตำแหน่งและการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน สำหรับระบบไมโครกริด.....	7
ภาพที่ 2.1	ตัวอย่างการเชื่อมต่อภายในระบบไมโครกริด.....	11
ภาพที่ 2.2	การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวตามประเภทแหล่งพลังงาน.....	11
ภาพที่ 2.3	ตัวอย่างระบบควบคุมแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว.....	14
ภาพที่ 2.4	ตัวอย่างระบบควบคุมศูนย์กลางในระบบไมโครกริด.....	15
ภาพที่ 2.5	ตัวอย่างระบบสื่อสารในระบบไมโครกริด [29].....	16
ภาพที่ 2.6	ยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดเมืองแม่ฮ่องสอน 4 ด้าน.....	23
ภาพที่ 2.7	เขตการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	28
ภาพที่ 2.8	การป้องกันระบบไฟฟ้าแบบกระแสเกิน.....	30
ภาพที่ 2.9	การป้องกันระบบไฟฟ้าแบบผลต่าง.....	31
ภาพที่ 2.10	การป้องกันระบบไฟฟ้าแบบระยะทาง.....	31
ภาพที่ 2.11	ตัวอย่างระบบโครกริดที่พิจารณารูปแบบการป้องกัน.....	32
ภาพที่ 2.12	ระบบไมโครกริดทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า และเกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ตำแหน่ง F1.....	33
ภาพที่ 2.13	ระบบไมโครกริดเกิดการลัดวงจรขึ้นภายในระบบที่ตำแหน่ง F2.....	34
ภาพที่ 2.14	จุดโหลดในระบบไมโครกริดเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง F3.....	35
ภาพที่ 2.15	คุณสมบัติกระแส - เวลาของรีเลย์กระแสเกิน.....	39
ภาพที่ 2.16	คุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินชนิดผกผันกับกระแสตามมาตรฐาน IEC.....	40
ภาพที่ 2.17	คุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินที่ปรับค่าเวลาปรับตั้ง (TDS) ที่ค่าต่างกัน.....	41
ภาพที่ 2.18	คุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินที่ปรับค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup}) ที่มีค่าต่างกัน.....	42
ภาพที่ 2.19	คุณลักษณะของรีโคลสเซอร์.....	43
ภาพที่ 2.20	คุณลักษณะของฟิวส์.....	44

ภาพที่ 2.21	การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน.....	45
ภาพที่ 2.22	การทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน.....	46
ภาพที่ 2.23	การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน	46
ภาพที่ 3.1	ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	53
ภาพที่ 3.2	วงจรสมมูลขณะเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟส.....	55
ภาพที่ 3.3	กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า	56
ภาพที่ 3.4	วงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ที่จ่ายกระแสลัดวงจรเข้าสู่ระบบไฟฟ้า	57
ภาพที่ 3.5	การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะลัดวงจรสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์.....	60
ภาพที่ 3.6	ตัวอย่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล.....	63
ภาพที่ 3.7	ตัวอย่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน.....	66
ภาพที่ 3.8	ตัวอย่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน.....	68
ภาพที่ 4.1	ภาพรวมขั้นตอนการค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม	71
ภาพที่ 4.2	คุณลักษณะของรีโคลสเซอร์	72
ภาพที่ 4.3	ตัวอย่างการคัดเลือกสายพันธุ์จากวงล้อรูเล็ต	74
ภาพที่ 4.4	ตัวอย่างการข้ามสายพันธุ์แบบยูนิฟอร์ม	75
ภาพที่ 4.5	ตัวอย่างการผ่าเหล่าที่บิต 4 และบิตที่ 7.....	76
ภาพที่ 4.6	ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายต่างๆ กับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า	77
ภาพที่ 4.7	ภาพรวมขั้นตอนการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ได้พัฒนาขึ้น.....	81
ภาพที่ 4.8	โครโมโซมสำหรับคำตอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด ..	82
ภาพที่ 4.9	ขั้นตอนการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด	85
ภาพที่ 4.10	ภาพขั้นตอนการแบ่งขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน	88
ภาพที่ 4.11	ระบบทดสอบตัวอย่าง	89

ภาพที่ 4.12	ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนที่ 1	89
ภาพที่ 4.13	ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนที่ 2	90
ภาพที่ 4.14	ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนที่ 3	91
ภาพที่ 4.15	ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบทดสอบตัวอย่าง	92
ภาพที่ 4.16	ขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร.....	93
ภาพที่ 4.17	การแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงที่สายไฟฟ้า 1	95
ภาพที่ 4.18	การแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงที่สายไฟฟ้า 2	96
ภาพที่ 4.19	การแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงที่สายไฟฟ้า 5	96
ภาพที่ 4.20	การแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงที่สายไฟฟ้า 8	97
ภาพที่ 4.21	แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ 2 สถานะของมาร์คอฟ	98
ภาพที่ 4.22	ลักษณะการทำงานของสายไฟฟ้า.....	98
ภาพที่ 4.23	ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.....	99
ภาพที่ 4.24	ความสัมพันธ์ระหว่างสถานะสายไฟฟ้าและเวลาการจำลองเหตุการณ์ ในรอบการ คำนวณที่ 1, 2 และ 3 ของระบบไฟฟ้าที่สายไฟฟ้า 3 เส้น	101
ภาพที่ 4.25	ขั้นตอนการพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับจุดโหลด	103
ภาพที่ 4.26	การเรียกใช้งานโปรแกรมการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันได้พัฒนาขึ้นทั้ง 3 ส่วน..	104
ภาพที่ 4.27	ภาพรวมการเชื่อมโยงกระบวนการการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน	108
ภาพที่ 4.28	ตัวอย่างโครโมโซมของตัวแปร TDS และ I_{pickup}	110
ภาพที่ 4.29	ขั้นตอนการหาค่าเวลาและค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน.....	112
ภาพที่ 4.30	ระบบไฟฟ้าตัวอย่างสำหรับการวิเคราะห์ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน.....	113
ภาพที่ 5.1	ระบบดัดแปลง RBTS บัส 6 สายป้อนที่ 4.....	114
ภาพที่ 5.2	ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบไมโครกริด อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน	115
ภาพที่ 5.3	การลู่เข้าของดัชนี SAIFI ในกรณีศึกษาที่ 1.1	120

ภาพที่ 5.4	การลู่เข้าของดัชนี SAIDI ในกรณีศึกษาที่ 1.1.....	121
ภาพที่ 5.5	การลู่เข้าของดัชนี ENS ในกรณีศึกษาที่ 1.1.....	121
ภาพที่ 5.6	ขอบเขตการป้องกันของระบบทดสอบที่ 1 ในกรณีศึกษาที่ 1.2.....	123
ภาพที่ 5.7	ขอบเขตการป้องกันของระบบทดสอบที่ 1 ในกรณีศึกษาที่ 1.4.....	126
ภาพที่ 5.8	การแบ่งแยกวงจรสำหรับระบบไมโครกริดในกรณีศึกษาที่ 1.6	129
ภาพที่ 5.9	ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 สำหรับทดสอบกรณีศึกษาที่ 2.1.....	130
ภาพที่ 5.10	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และ 11 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 12.....	131
ภาพที่ 5.11	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และ 19 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 12.....	132
ภาพที่ 5.12	ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 สำหรับทดสอบกรณีศึกษาที่ 2.2.....	133
ภาพที่ 5.13	ระบบทดสอบที่ 1 ทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก	133
ภาพที่ 5.14	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1, 10 และ 15 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่ บัส 14.....	134
ภาพที่ 5.15	ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 2 ในทดสอบกรณีศึกษาที่ 2.1	136
ภาพที่ 5.16	ระบบทดสอบที่ 2 ทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก	137
ภาพที่ 5.17	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 29 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 47.....	138
ภาพที่ 5.18	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 56 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 57.....	139
ภาพที่ 5.19	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 17 และ 20 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 31.....	140
ภาพที่ 5.20	ระบบทดสอบที่ 2 ทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ	140
ภาพที่ 5.21	การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 29 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 47.....	141

ภาพที่ 5.22 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 56 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 57.....	142
ภาพที่ 5.23 ดัชนี SAIFI ของกรณีศึกษาที่ 1.1 ถึง 1.4	143
ภาพที่ 5.24 ดัชนี SADI ของกรณีศึกษาที่ 1.1 ถึง 1.4.....	143
ภาพที่ 5.25 ดัชนี SAIFI และดัชนี SADI ของกรณีศึกษาที่ 1.5 ถึง 1.6.....	144
ภาพที่ ก.1 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบ RBTS บัส 6 สายป้อนที่ 4.....	155
ภาพที่ ข.1 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบไมโครกริด อ.แม่สะเรียง	158



บทที่ 1

บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงที่มา และความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิจัยและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์นี้ รวมถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบท

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบัน ประเทศต่าง ๆ ทั่วโลก รวมทั้งประเทศไทยเริ่มประสบปัญหาวิกฤตการณ์ด้านขีดจำกัดทางพลังงาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศไทยที่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งนับวันเชื้อเพลิงเหล่านี้กำลังจะหมดไปจากประเทศ ในขณะที่ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น ทำให้มีการนำเข้าเชื้อเพลิงเพื่อใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ส่งผลให้การผลิตพลังงานไฟฟ้ามีต้นทุนสูง รวมทั้งยังก่อให้เกิดปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ส่งผลให้เกิดภาวะโลกร้อนอีกด้วย จากปัญหาที่เกิดขึ้นทำให้กระทรวงพลังงานหันมาสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยการผลักดันเชิงนโยบายให้หน่วยงานทั้งภาครัฐ และเอกชน เพื่อเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนให้มีมากขึ้น ซึ่งพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้จัดอยู่ในกลุ่มของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resource, DER) ซึ่งหลักการผลิตไฟฟ้าจะมีลักษณะแตกต่างกันออกไปตามแหล่งพลังงาน เช่น กังหันลม (Wind turbine) ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic generator) เป็นต้น รวมทั้งได้ผลักดันหน่วยงานภาครัฐต่าง ๆ ให้หันมาพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart Grid) เพื่อให้สอดคล้องกับการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น จากแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 [1] แนวคิดของระบบไมโครกริด (Microgrid system) ถูกนำมาใช้ในการศึกษา และพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดนี้

ระบบไมโครกริดเป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กที่ประกอบไปด้วยแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบควบคุม ระบบกักเก็บพลังงาน และโหลด โดยจุดเด่นของระบบไมโครกริดนี้คือ สามารถทำงานเชื่อมต่อนานไปกับระบบไฟฟ้าหลัก (Grid connected mode) และสามารถทำงานโดยแยกตัวเป็นอิสระจากระบบไฟฟ้าหลัก (Islanding mode) โดยที่สามารถจ่ายไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DER) และ/หรือจากระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storages System, ESS) ให้แก่โหลดภายในระบบเองได้ จากการทำงานของระบบไมโครกริดช่วยให้ความเชื่อถือได้ของระบบเพิ่มขึ้น เนื่องจากเมื่อเกิดการลัดวงจรระบบยังสามารถจ่ายไฟฟ้าให้แก่โหลดได้ ทำให้ระยะเวลาที่เกิดไฟฟาดับน้อยลง ความเชื่อถือได้ของระบบจึงเพิ่มสูงขึ้น นอกจากนี้ระบบไมโครกริดยังช่วยเพิ่มความมั่นคงให้แก่ระบบไฟฟ้าอีก

ด้วย ในการพิจารณาระบบไมโครกริดสิ่งที่เป็นปัญหาท้าทายมากคือ การป้องกันของระบบไมโครกริด เนื่องจากระบบไมโครกริดสามารถทำงานได้ 2 โหมดการทำงาน คือ โหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก และโหมดการแยกตัวเป็นอิสระ การป้องกันของระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิมอาจสามารถทำการป้องกันได้ เฉพาะโหมดเชื่อมต่อกับระบบ แต่ในโหมดแยกตัวเป็นอิสระการป้องกันอาจจะเกิดความผิดพลาดต่าง ๆ ได้ การออกแบบการป้องกันในระบบไมโครกริดจึงเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องพิจารณา โดยเมื่อเกิดการลัดวงจรอุปกรณ์ป้องกันที่ดีต้องทำงานอย่างรวดเร็ว โดยการแยกส่วนที่เกิดการลัดวงจรออกจากระบบ ให้เร็วที่สุด และต้องแยกส่วนที่เกิดการลัดวงจรออกให้เล็กที่สุด อีกทั้งยังต้องสามารถทำงานได้อย่างถูกต้องในทุกโหมดการทำงานของระบบไมโครกริด

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาออกแบบรูปแบบการป้องกันที่เหมาะสมสำหรับระบบไมโครกริด โดยคำนึงถึงรูปแบบการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด ซึ่งการพิจารณาจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ (1) การหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด โดยต้องเลือกตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เมื่ออุปกรณ์ป้องกันทำงานแล้วยังคงทำให้โหลดได้รับการจ่ายไฟฟ้ามากที่สุด เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ รวมทั้งพิจารณาค่าใช้จ่ายรวม จากค่าติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และค่าความเสียหายเมื่อโหลดไม่ได้รับการจ่ายไฟ และ (2) การหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด โดยต้องทำการปรับตั้งค่าให้เหมาะสมกับโหมดการทำงานของระบบ รวมทั้งพิจารณาการประสานการป้องกัน (Protection Coordination) ร่วมด้วย โดยหาคำตอบด้วยขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม (Genetic Algorithm, GA) และนำมาทดสอบกับระบบไฟฟ้าดัดแปลง RBTS บัส 6 สายป้อนที่ 4 และระบบไมโครกริดดัดแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) เพื่อศึกษาโครงสร้าง และลักษณะการทำงานของระบบไมโครกริด
- 2) เพื่อเลือกตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด โดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ และค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์
- 3) เพื่อปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด โดยคำนึงถึงโหมดการทำงาน และการประสานการป้องกัน

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) ระบบไฟฟ้าที่พิจารณาเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial) เท่านั้น
- 2) พิจารณาระบบไฟฟ้าเป็นแบบสามเฟสสมดุล โดยพิจารณาโหลดเป็นแบบกำลังไฟฟ้าคงที่ (Constant power load) และพิจารณาว่าระบบทำงานในสภาวะอยู่ตัว (Steady State)

- 3) พิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault) เท่านั้น
- 4) ไม่พิจารณาการลัดวงจรที่เกิดขึ้นซ้ำซ้อนในเวลาเดียวกัน (Simultaneous faults)
- 5) พิจารณาการติดตั้ง และปรับตั้งค่าของรีเลย์ป้องกันเท่านั้น
- 6) เมื่อระบบไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ (Islanding mode) แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าภายในระบบไมโครกริดยังสามารถเดินเครื่องอยู่ได้
- 7) ในระบบไมโครกริดที่พิจารณามีระบบควบคุมศูนย์กลาง (Microgrid Central Controller, MCC) และมีระบบสื่อสาร (Communication system) เพื่อควบคุมอุปกรณ์ป้องกันในระบบ
- 8) รีเลย์ป้องกันที่พิจารณารองรับการปรับตั้งค่าการทำงานได้หลายค่า (Several setting groups)
- 9) พิจารณาเลือกใช้มาตรฐานคุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกันตามมาตรฐาน IEC แบบ Standard Inverse (SI)
- 10) กำหนดให้ทุกจุดโหลดมีความสำคัญเท่ากันหมด

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินการ

- 1) ศึกษาบทความ งานวิจัย และหนังสือที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์
 - 1.1) ศึกษาบทความที่เกี่ยวกับนิยาม โครงสร้าง และรูปแบบการทำงานของระบบไมโครกริด
 - 1.2) ศึกษาบทความที่เกี่ยวกับการป้องกันในระบบไมโครกริด
 - 1.3) ศึกษาบทความที่เกี่ยวกับการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด
 - 1.4) ศึกษาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลัง
 - 1.5) ศึกษาบทความที่เกี่ยวกับการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด
 - 1.6) ศึกษาวิธีการค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม
- 2) วิเคราะห์ และระบุปัญหาในหัวข้อที่จะทำการศึกษา
- 3) กำหนดขอบเขตของวิทยานิพนธ์ รวมถึงรายละเอียดต่าง ๆ ข้อมูลที่จะใช้ในการวิเคราะห์
- 4) พัฒนาโปรแกรมการประเมินความเชื่อถือได้ โปรแกรมการค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม เพื่อเลือกตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด และโปรแกรมคำนวณหากระแสลัดวงจร รวมทั้งโปรแกรมคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เพื่อปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด ด้วยโปรแกรม MATLAB
- 5) ทำการทดสอบกับระบบทดสอบ เพื่อหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมในระบบไมโครกริด โดยคำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบ

- 6) เมื่อได้ผลตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในขั้นตอนที่ 5 แล้ว ทำการหาค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันให้เหมาะสม ในแต่้โหมดการทำงาน ด้วยโปรแกรม MATLAB
- 7) วิเคราะห์ผลการทดสอบ และสรุปผลการวิจัย

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) สามารถเลือกตำแหน่งติดตั้งและปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด
- 2) เพื่อเป็นแนวทางในการวางแผนและออกแบบระบบป้องกันของระบบไมโครกริด

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับการออกแบบระบบป้องกันในระบบไมโครกริด ทั้งในด้านการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบ รวมทั้งการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกัน โดยคำนึงถึงการประสานการป้องกัน (Protection coordination) และโหมดการทำงานของระบบไมโครกริด ดังนั้นจะสามารถแบ่งงานวิจัยที่เกี่ยวข้องได้เป็น 3 ประเภท คือ (1) งานวิจัยเกี่ยวกับการป้องกันในระบบไมโครกริด (2) งานวิจัยเกี่ยวกับการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม และ (3) งานวิจัยเกี่ยวกับการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม โดยมีรายละเอียดในงานวิจัยแต่ละประเภทดังต่อไปนี้

1.6.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันในระบบไมโครกริด

งานวิจัยเรื่อง “Microgrid Protection” [2] ได้นำเสนอปัญหาการป้องกันในระบบไมโครกริด และปรัชญาการป้องกันระบบไมโครกริดทั้งในโหมดเชื่อมต่อกับระบบ และโหมดแยกตัวเป็นอิสระ เมื่อระบบไมโครกริดมีอินเวอร์เตอร์ (Inverter) เชื่อมต่ออยู่โดยใช้สวิตช์ (Static switch) ในการป้องกัน รวมทั้งนำเสนอผลการทดสอบการทำงานของสวิตช์ในระบบไมโครกริด เมื่อเกิดการลัดวงจรชนิดต่าง ๆ

งานวิจัยเรื่อง “A Protection Strategy and Microprocessor-Based Relay for Low-Voltage Microgrids” [3] ได้นำเสนอกลยุทธ์การป้องกันที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการป้องกันสำหรับระบบไมโครกริดในโหมดเชื่อมต่อกับระบบ และโหมดแยกตัวเป็นอิสระ โดยใช้รีเลย์ชนิดไมโครโพรเซสเซอร์ (Microprocessor) สำหรับระบบไมโครกริดในระบบแรงดันต่ำโดยไม่จำเป็นต้องมีระบบสื่อสาร ด้วยโปรแกรมจำลองเหตุการณ์ PSCAD/EMTPDC

งานวิจัยเรื่อง “A Review on Protection Schemes and Coordination Techniques in Microgrid System” [4] ได้นำเสนอรูปแบบการป้องกัน และเทคนิคการประสานการป้องกันรูปแบบต่าง ๆ ที่ใช้ในการแก้ปัญหาการป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีระบบไมโครกริดเชื่อมต่ออยู่

จากหลากหลายงานวิจัย และได้ทำการวิเคราะห์ รวมทั้งสรุปข้อดี-ข้อเสียของรูปแบบการทำงานของระบบป้องกันจากโหมตการทำงานจากระบบไมโครกริด ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย รวมทั้งการใช้อุปกรณ์สื่อสารในระบบ

งานวิจัยเรื่อง “Microgrid Protection: Technical challenge and existing techniques” [5] ได้สรุปปัญหาต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากการป้องกันในระบบไมโครกริด รวมทั้งได้รวบรวมเทคนิคการป้องกันรูปแบบต่าง ๆ จากงานวิจัยต่าง ๆ มานำเสนอไว้

1.6.2 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม

งานวิจัยเรื่อง “Recloser Allocation for Improved Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks” [6] ได้นำเสนอการหาตำแหน่งติดตั้งรีโครเซอร์ (Recloser) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation, DG) ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความเชื่อถือของระบบโดยพิจารณาจากดัชนีความเชื่อถือได้ คือ ค่าความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI), ค่าระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย (SAIFI) และ ค่าความถี่ของการเกิดไฟฟ้ากระพริบของระบบโดยเฉลี่ย (MAIFI) ด้วยขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม (GA)

งานวิจัยเรื่อง “Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms” [7] ได้นำเสนอการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบ โดยคำนึงถึงค่าการติดตั้งอุปกรณ์ (Installation cost) และการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกัน (Coordination) ด้วยวิธีการแก้ปัญหาแบบไม่เชิงเส้น (Nonlinear Programming, NLP) และวิธีทางพันธุกรรม (GA) เพื่อให้ค่าดัชนี SAIFI มีค่าต่ำที่สุด

งานวิจัยเรื่อง “Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm” [8] ได้นำเสนอวิธีการหาจำนวน และตำแหน่งติดตั้งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาค่าคาดหวังความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Expected interruption cost, ECOST) และค่าติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันให้มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด ด้วยวิธีการเคลื่อนที่แบบกลุ่มอนุภาคแบบไตรนารี (Trinary Particle Swarm Optimization, TPSO)

งานวิจัยเรื่อง “Protective and Switching Devices Allocation According to Total Cost Minimization by Genetic Algorithm in Distribution Systems” [9] ได้นำเสนอการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาค่าใช้จ่ายรวมให้มีค่าต่ำที่สุด ได้แก่ ค่าความเสียหายเนื่องจากโหลดไม่ได้รับจากจ่ายไฟ (Cost of energy not supplied, CENS) ค่าติดตั้งของอุปกรณ์ และค่าซ่อมบำรุง (Maintenance cost) ด้วยขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม (GA)

1.6.3 งานวิจัยที่เกี่ยวกับการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม

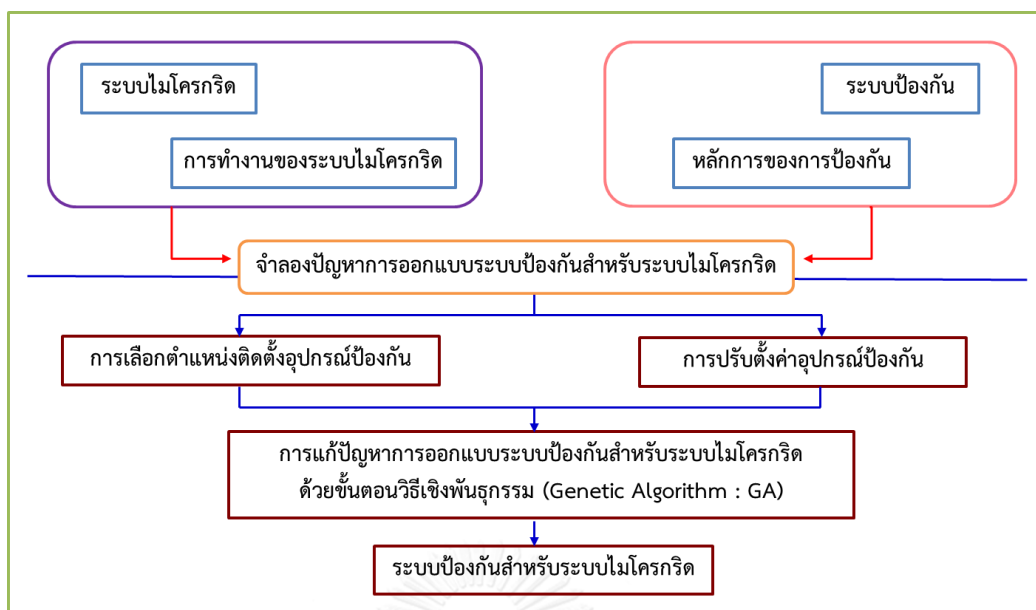
งานวิจัยเรื่อง “Optimal coordination of overcurrent relays using a modified particle swarm optimization” [10] ได้นำเสนอการหาค่าปรับตั้งของรีเลย์กระแสเกิน ด้วยขั้นตอนวิธีการเคลื่อนที่แบบกลุ่มอนุภาค (PSO) เพื่อให้ค่าระยะเวลาทำงานรวม (Operation time) ของรีเลย์ทั้งหมดมีค่าน้อยที่สุด และเปรียบเทียบกับวิธีการหาผลลัพธ์ชนิดอื่น ๆ

งานวิจัยที่เรื่อง “Optimum Coordination of Directional Overcurrent Relays Using the Hybrid GA-NLP Approach” [11] ได้นำเสนอวิธีการปรับตั้งค่ารีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง โดยการหาค่าตัวคูณเวลาปรับตั้ง (Time multiplier setting, TMS) และค่าปรับตั้งปลั๊ก (Plug setting, PS) ด้วยวิธีทางพันธุกรรม (GA) ร่วมกับวิธีการแก้ปัญหาแบบไม่เชิงเส้น (NLP)

งานวิจัยเรื่อง “Optimal Protection Coordination for Microgrids with Grid-connected and Islanded Capability” [12] ได้นำเสนอการปรับตั้งค่าของรีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทาง รวมทั้งการหาค่า และตำแหน่งของตัวจำกัดค่ากระแสลัดวงจร (Fault current limiter) โดยคำนึงถึงโหมดการทำงานของระบบไมโครกริด ด้วยขั้นตอนวิธีทางพันธุกรรม (GA)

งานวิจัยเรื่อง “Protective Relay Coordination for Micro-grid Operation Using Particle Swarm Optimization” [13] ได้นำเสนอการปรับตั้งค่ารีเลย์ป้องกันในระบบไมโครกริด โดยพิจารณาระยะเวลาการทำงานของรีเลย์ให้มีค่าน้อยที่สุดในขณะที่ยังคงรักษาการประสานการป้องกันของรีเลย์ทุกตัวไว้ได้ ด้วยวิธีการแก้ปัญหาแบบไม่เชิงเส้นผสมจำนวนเต็ม (Mixed Integer Nonlinear Programming, MINLP) ร่วมกับวิธีการเคลื่อนที่แบบกลุ่มอนุภาค (PSO)

จากการศึกษาของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีตที่ได้กล่าวมาข้างต้นพบว่า การป้องกันในระบบไมโครกริดสิ่งที่สำคัญเป็นอย่างยิ่งคือ การป้องกันนั้น ๆ ต้องสามารถทำการป้องกันได้ทั้ง 2 โหมดการทำงาน of ระบบไมโครกริด คือ โหมดเชื่อมต่อกับระบบ และโหมดแยกตัวเป็นอิสระ ซึ่งการป้องกันในระบบไฟฟ้าแบบทั่วไปอาจไม่สามารถป้องกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ อย่างไรก็ตาม ยังไม่มีงานวิจัยประเภทการออกแบบระบบป้องกันทั้งในด้านการหาตำแหน่งติดตั้ง และการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันร่วมกัน วิทยานิพนธ์นี้จึงได้นำเสนอแนวทางการปรับปรุงระบบป้องกันไฟฟ้าสำหรับระบบไมโครกริดที่มีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวประเภทเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบกักเก็บพลังงาน เช่น แบตเตอรี่ หรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทดีเซล เป็นต้น ทั้งในด้านการหาตำแหน่งติดตั้งที่คำนึงถึงความเชื่อถือได้ของระบบและค่าใช้จ่ายในการลงทุน และการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันที่คำนึงถึงโหมดการทำงาน of ระบบไมโครกริดและการประสานการทำงาน of อุปกรณ์ป้องกัน โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีภาพรวมการศึกษาดังภาพที่ 1.1



ภาพที่ 1.1 ภาพรวมการศึกษาการเลือกตำแหน่งและการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน
สำหรับระบบไมโครกริด

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาส่วนต่าง ๆ ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีรายละเอียดแบ่งออกเป็น 6 ส่วน ดังนี้

- บทที่ 1 บทนำ แบ่งเป็น 7 หัวข้อ ได้แก่ ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์
- บทที่ 2 ระบบไมโครกริดและการป้องกัน แบ่งเป็น 2 หัวข้อ ได้แก่ ระบบไมโครกริด และการป้องกันไฟฟ้าในระบบไมโครกริด
- บทที่ 3 การวิเคราะห์ระบบไมโครกริด แบ่งเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่ การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า การคำนวณกระแสลัดวงจร และการประเมินความเชื่อถือได้
- บทที่ 4 การเลือกตำแหน่งและการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด แบ่งเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่ การค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนทางพันธุกรรม การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน และการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด
- บทที่ 5 การทดสอบและผลการทดสอบ แบ่งเป็น 4 หัวข้อ ได้แก่ ระบบทดสอบ วิธีการทดสอบ ผลการทดสอบ และวิเคราะห์ผลการทดสอบ
- บทที่ 6 สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

บทที่ 2

ระบบไมโครกริดและการป้องกัน

ระบบไมโครกริดเป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กที่ประกอบไปด้วยระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงาน และระบบควบคุมพลังงาน โดยมีจุดเด่นที่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้แบบอิสระโดยไม่ต้องทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก และสามารถทำงานคู่ขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิมได้ ด้วยลักษณะเด่นดังกล่าวทำให้ต้องมีรูปแบบการป้องกันที่แตกต่างออกไปจากเดิม ดังนั้น บทนี้จึงนำเสนอทฤษฎีพื้นฐานของระบบไมโครกริด และการป้องกันของระบบไมโครกริด โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 ระบบไมโครกริด

ปัจจุบันทุกประเทศทั่วโลกพยายามลดการใช้พลังงาน และคิดค้นเทคโนโลยีรูปแบบใหม่ที่สามารถประหยัดพลังงานและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม โดยหันมาใช้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน เพื่อเป็นการแก้ปัญหาให้เกิดการทำงานที่เข้ากันได้ระหว่างแหล่งจ่ายจากพลังงานทดแทน และระบบไฟฟ้าดั้งเดิม จึงได้มีการเสนอแนวคิดระบบไมโครกริดขึ้น ซึ่งเป็นระบบที่มีการจัดการพลังงานแนวใหม่

2.1.1 คำจำกัดความระบบไมโครกริด

แนวคิดของระบบไมโครกริดได้เริ่มขึ้นครั้งแรกในปี ค.ศ. 1999 ภายใต้การศึกษาวิจัยของ The Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (CERTS) โดย Lawrence Berkeley National Laboratory ซึ่งเป็นศูนย์วิจัยหลักสังกัดกระทรวงพลังงาน (Department of Energy, DOE) ของสหรัฐอเมริกา ได้ศึกษาวิจัยร่วมกับมหาวิทยาลัย บริษัทผลิตไฟฟ้า อุปกรณ์ไฟฟ้า และองค์กรต่าง ๆ โดย CERTS ได้เสนอคำจำกัดความของระบบไมโครกริดดังนี้ [14, 15]

- ระบบไมโครกริดเป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ประกอบด้วยแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว อุปกรณ์สะสมพลังงานไฟฟ้า และโหลด
- ระบบไมโครกริดเป็นระบบที่สร้างขึ้นมา โดยสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดภายในได้ เมื่อแยกตัวเป็นอิสระออกจากระบบไฟฟ้ากำลังภายนอก และสามารถเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลัง หรือระบบไมโครกริดอื่น ๆ ได้
- ระบบไมโครกริดเป็นระบบที่สร้างขึ้นโดยถูกออกแบบ ติดตั้ง และควบคุม เพื่อตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า

นอกจากคำจำกัดความของระบบไมโครกริดที่ได้กล่าวมาข้างต้นแล้วนั้น ยังมีงานวิจัยในอดีตได้เสนอคำจำกัดความของระบบไมโครกริดที่แตกต่างออกไป อาทิเช่น

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2555) [16] ได้กล่าวว่า ระบบไมโครกริดเป็นระบบไฟฟ้าที่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้แบบอิสระโดยไม่ต้องทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก หรือก็คือสามารถทำงานคู่ขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิมได้ ซึ่งระบบไมโครกริดจะประกอบด้วยระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงาน และระบบควบคุมพลังงาน

A. O. Enrico Ragaini (2012) [17] ได้กล่าวว่า ระบบไมโครกริดเป็นระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วย โหลด และแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวอุปกรณ์สำรองไฟฟ้า หรือโหลดควบคุม โดยที่ระบบไมโครกริดนี้สามารถทำงานได้ทั้งแบบเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก หรือแบบแยกตัวเป็นอิสระ

DNV.GL (2012) [18] ได้กล่าวว่า ระบบไมโครกริดเป็นระบบที่มีการใช้พลังงานแบบบูรณาการ โดยเป็นทั้งระบบที่มีการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าแบบกระจายตัว และเป็นระบบที่มีการจ่ายไฟฟ้าให้แก่โหลดทางไฟฟ้าภายในระบบเดียวกัน ซึ่งสามารถทำงานได้ทั้งแบบแยกตัวเป็นอิสระหรือทำงานแบบขนานไปกับระบบหลักของการไฟฟ้า

Galvin Electricity Initiative (2012) [19] ได้กล่าวว่า ระบบไมโครกริดเป็นระบบที่ทันสมัยเปรียบเสมือนเป็นระบบไฟฟ้าส่วนกลางที่มีขนาดเล็ก ระบบไมโครกริดมีเป้าหมายเพื่อตอบสนอง และเป็นประโยชน์เฉพาะกลุ่มชุมชนในท้องถิ่นที่มีระบบไมโครกริด เช่น เพิ่มความน่าเชื่อถือให้กับระบบไฟฟ้า ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอน มีความหลากหลายของแหล่งพลังงาน และช่วยลดค่าใช้จ่าย เป็นต้น

S. Chowdhury, et al. (2012) [20] ได้กล่าวว่า ระบบไมโครกริดเป็นระบบขนาดเล็กที่ออกแบบให้สามารถผลิต และจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโหลดทางไฟฟ้าที่มีขนาดเล็ก โดยระบบไมโครกริดจัดเป็นโครงข่ายของระบบจำหน่ายแบบกำลังไฟฟ้าจริง (Active distribution system) เพราะมีระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว และโหลดที่แรงดันจำหน่าย

Myles, et al. (2011) [21] ได้กล่าวว่า ระบบไมโครกริดเป็นระบบไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีแหล่งพลังงานทำหน้าที่จ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โหลดในพื้นที่ สามารถทำงานควบคู่กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ และทำงานในโหมดแยกตัวอิสระได้อีกด้วย ทำให้ระบบไมโครกริดมีความยืดหยุ่น และมีความเชื่อถือได้สูง ซึ่งจะช่วยแก้ปัญหาให้กับการจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกล หรือข้อจำกัดในการส่งจ่ายไฟ

Campbell (2012) [22] ได้กล่าวว่า ระบบไมโครกริด คือ ระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก หรือระบบไฟฟ้าในท้องถิ่นที่มีความเป็นอิสระต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า ยกตัวอย่างเช่น ระบบไมโครกริดสามารถใช้พลังงานความร้อนร่วม หรือใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลร่วมกับพลังงานทดแทนในการส่งจ่ายกระแสไฟฟ้า โดยระบบไมโครกริดสามารถนำมาใช้เพื่อตอบสนองความต้องการการใช้ไฟฟ้าของโรงพยาบาล โรงงาน ฐานทัพทหาร หรือชุมชนต่าง ๆ ได้

Bossart (2012) [23] ได้กล่าวว่า ระบบไมโครกริดเป็นกลุ่มของโหลดที่เชื่อมต่อกับแหล่งพลังงานทางเลือกภายในขอบเขตการใช้ไฟฟ้าอย่างชัดเจน ซึ่งระบบไมโครกริดสามารถควบคุมการทำงานเองได้ แต่ต้องอยู่ภายใต้การดูแลของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยระบบไมโครกริดสามารถทำการเชื่อมต่อ และตัดการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ เพื่อการทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย หรือโหมดแยกตัวอิสระ

จากที่กล่าวมาข้างต้นจะเห็นถึงความหลากหลายของการให้คำจำกัดความของระบบไมโครกริด อย่างไรก็ตาม จากการรวบรวมรายงานการศึกษา และงานวิจัยอื่นๆ สามารถสรุปลักษณะเฉพาะร่วมกันของระบบไมโครกริดในแง่ของลักษณะการเชื่อมต่อ รูปแบบการทำงาน แหล่งกำเนิดพลังงาน ระบบกักเก็บพลังงาน รวมทั้งระบบควบคุมและสั่งการได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 คุณลักษณะเฉพาะของระบบไมโครกริด

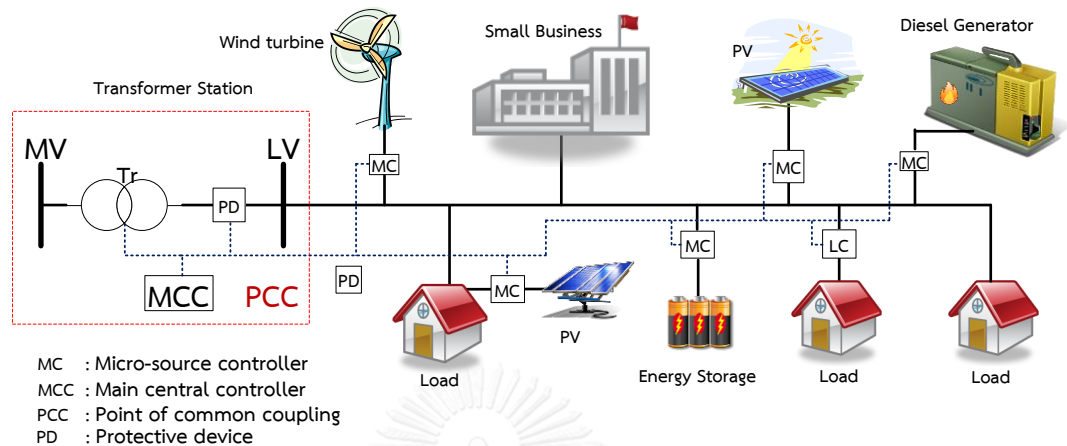
ด้านที่พิจารณา	คุณลักษณะ
ลักษณะการเชื่อมต่อ	เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า
รูปแบบการทำงาน	มีการทำงาน 2 รูปแบบ คือ แบบเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก และแบบแยกตัวเป็นอิสระ
แหล่งกำเนิดพลังงาน	โดยทั่วไปผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน แต่ก็อาจมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทเครื่องยนต์ดีเซลไว้เดินเครื่องในกรณีฉุกเฉิน
ระบบกักเก็บพลังงาน	เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีความไม่แน่นอนสูง จึงต้องมีระบบกักเก็บพลังงานเช่น แบตเตอรี่ เป็นต้น
ระบบควบคุมและสั่งการ	ทำงานร่วมกันผ่านศูนย์ควบคุมส่วนกลางซึ่งเชื่อมต่อกับระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ โดยมีการควบคุมเพื่อตอบสนองต่อความต้องการไฟฟ้า

2.1.2 องค์ประกอบของระบบไมโครกริด

เมื่อพิจารณาจากคำจำกัดความของระบบไมโครกริดตามตารางที่ 2.1 จะสังเกตเห็นว่าระบบไมโครกริดจะมีองค์ประกอบหลักอยู่ 6 องค์ประกอบดังต่อไปนี้

- แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distribution generator, DG)
- ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy storage system, ESS)
- ระบบควบคุมและป้องกัน (Controller and protection system)
- ระบบสื่อสาร (Communication system)
- จุดต่อร่วม (Point of common coupling, PCC)
- โหลด (Loads)

ซึ่งในแต่ละองค์ประกอบจะมีลักษณะเชื่อมโยงกันผ่านโครงข่ายของระบบสื่อสาร และถูกส่งการมาจากศูนย์ควบคุมและป้องกัน ตัวอย่างของระบบไมโครกริดแสดงได้ดังภาพที่ 2.1



ภาพที่ 2.1 ตัวอย่างการเชื่อมต่อภายในระบบไมโครกริด

2.1.2.1 แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว

ปัจจุบันมีเทคโนโลยีหลายประเภทที่สามารถนำมาประยุกต์ใช้เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าในระบบไมโครกริด ซึ่งแหล่งพลังงานดังกล่าวจะเชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (Point of common coupling, PCC) [24] สำหรับเทคโนโลยีในของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภท ประเภทแรกเป็นการผลิตไฟฟ้าที่มีแหล่งพลังงานจากซากฟอสซิล และประเภทที่สองเป็นการผลิตไฟฟ้าที่มีแหล่งพลังงานจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะเห็นได้ว่าการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอาจใช้หรือไม่ใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าก็ได้ โดยสามารถแบ่งประเภทการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวตามประเภทแหล่งพลังงานหรือเชื้อเพลิงได้ดังภาพที่ 2.2

การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว	
ไม่ได้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
<input type="checkbox"/> เครื่องยนต์สันดาปภายใน <input type="checkbox"/> เครื่องยนต์พลังงานความร้อนร่วม <input type="checkbox"/> กังหันเผาไหม้ กังหันก๊าซ <input type="checkbox"/> กังหันขนาดเล็ก <input type="checkbox"/> เซลล์เชื้อเพลิง	<input type="checkbox"/> พลังงานแสงอาทิตย์ <input type="checkbox"/> พลังงานลม <input type="checkbox"/> ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ขยะ <input type="checkbox"/> พลังงานความร้อนใต้พิภพ <input type="checkbox"/> พลังงานมหาสมุทร

ภาพที่ 2.2 การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวตามประเภทแหล่งพลังงาน

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นการผลิตไฟฟ้าที่สะอาดปราศจากมลพิษ แต่มีข้อเสียที่มีความไม่แน่นอนสูง ในทางตรงกันข้ามการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานฟอสซิล (ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียน) มีข้อเสียที่อาจจะก่อให้เกิดมลพิษในอากาศได้ แต่ก็มีข้อดีที่สามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว และในปัจจุบันสามารถผลิตไฟฟ้าร่วมกับพลังงานความร้อนร่วมได้ด้วย (Combined heat and power, CHP) ดังนั้น จึงทำให้ระบบไมโครกริดมักต้องประกอบด้วยแหล่งพลังงานจากทั้งพลังงานหมุนเวียนและพลังงานไม่หมุนเวียน โดยในสภาวะปกติอาจจะใช้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นหลัก แต่ถ้าหากเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินจะสามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานฟอสซิลได้อย่างรวดเร็ว หรืออาจกล่าวได้ว่า การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานฟอสซิลจะประพุดตัวเสมือนหนึ่งระบบประกันความมั่นคงให้แก่ระบบไฟฟ้าไมโครกริด

2.1.2.2 ระบบกักเก็บพลังงาน

ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy storage system, ESS) หมายถึง อุปกรณ์ที่สามารถเก็บพลังงานไฟฟ้าไว้ในรูปแบบอื่น และหากต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสามารถเปลี่ยนเพื่อนำมาใช้ใหม่ได้ โดยทั่วไปนิยมใช้แบตเตอรี่ในการกักเก็บพลังงาน และถ้าหากเป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำอาจใช้ระบบสูบน้ำกลับ (Pumped hydro storage) ในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย เพื่อนำพลังงานเหล่านั้นมาผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ซึ่งในกรณีนี้ก็ถือเป็นระบบกักเก็บพลังงานเช่นกัน ตัวอย่างลักษณะการทำงานของอุปกรณ์กักเก็บพลังงานชนิดต่างๆ แสดงได้ดังตารางที่ 2.2 [25]

สำหรับจุดประสงค์หลักของการนำระบบกักเก็บพลังงานมาใช้งานในระบบไมโครกริดคือเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนสูง ตัวอย่างเช่น ในเวลากลางวันสามารถผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ได้เป็นปริมาณมาก แต่ในเวลากลางคืนจะไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เลย หรือในกรณีของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่ลมจะไม่มีศักยภาพเพียงพอสำหรับผลิตไฟฟ้าได้ตลอดเวลา เป็นต้น จึงทำให้ต้องมีระบบกักเก็บพลังงานเพื่อทำให้แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถผลิตไฟฟ้าได้ตลอดเวลาแม้จะไม่มีแสงอาทิตย์หรือลมก็ตาม

นอกจากนี้ ระบบกักเก็บพลังงานสามารถนำไปใช้ได้กับการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้าในระบบไมโครกริดได้อีกด้วย ตัวอย่างเช่น กักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่สามารถผลิตได้มากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือในช่วงที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามีราคาถูก และนำกลับมาใช้ใหม่ในช่วงเวลาที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือในช่วงเวลาที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแพง เป็นต้น ซึ่งจะเห็นได้ว่าระบบกักเก็บพลังงานจะทำให้การวางแผนการผลิตไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นมากขึ้น

ตารางที่ 2.2 ลักษณะการทำงานของอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน

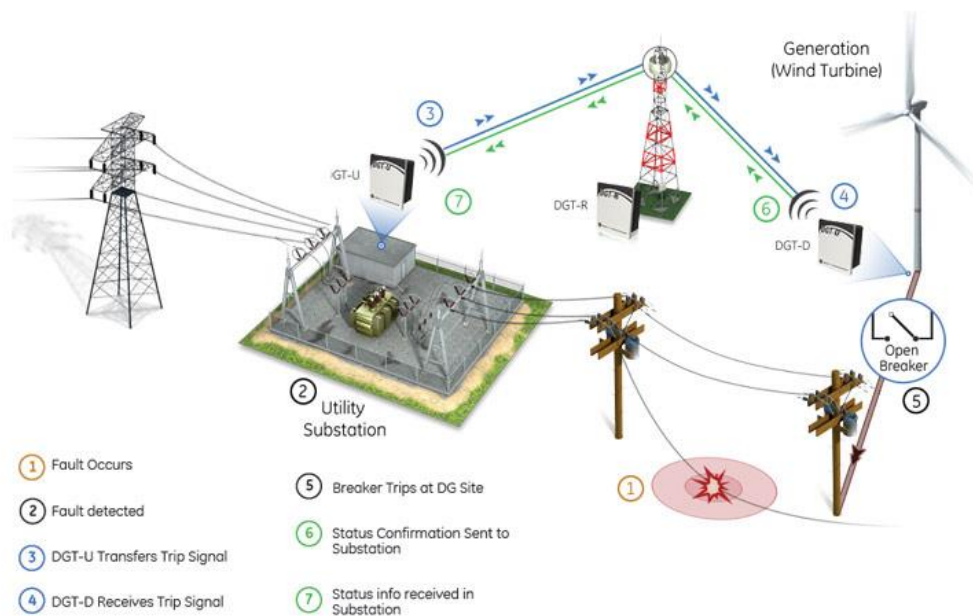
อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน	ระยะเวลาในการใช้งานได้	กำลังการกักเก็บพลังงาน	หมายเหตุ
แบตเตอรี่ (Batteries)	$t > \text{hours}$	$P > 10 \text{ MW}$	เมื่อต้องการเพิ่มระยะเวลาในการใช้งานมากขึ้น ต้องเพิ่มขนาดความจุ หรือจำนวนของแบตเตอรี่ แต่ขนาดพื้นที่ และค่าใช้จ่ายในการติดตั้งย่อมสูงขึ้นตามไปด้วย
เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel cells)	$t > \text{hours}$	$1 \text{ MW} < P < 10 \text{ MW}$	มีความเชื่อถือได้ และมีประสิทธิภาพ การบำรุงรักษาไม่มากนัก แต่ราคาค่อนข้างสูง และตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้ช้า
ล้อช่วยแรง (Flywheel)	$\text{seconds} < t < \text{minutes}$	$10 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$	การบำรุงรักษาน้อย ระยะเวลาในการใช้งานนาน ($10 \text{ s}/1000 \text{ cycles}$) และช่วยลดแรงชนิตแนวแกนตั้งได้รับความนิยมในการใช้งานมากกว่า
ตัวเก็บประจุยิ่งยวด (Supercapacitor)	$t > \text{seconds}$	$100 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$	ความหนาแน่นของพลังงานต่ำกว่าแบตเตอรี่ชนิดตะกั่วกรด แต่อายุการใช้งาน ($10 \text{ s}/1000 \text{ cycles}$) ระยะเวลาในการอัด และคายประจุเร็วกว่า
การเก็บสะสมพลังงานไว้ในรูปแม่เหล็กไฟฟ้า (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES)	$\text{seconds} < t < \text{minutes}$	$10 \text{ MW} < P < 100 \text{ MW}$	การสะสมพลังงานไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นต้องแปลงพลังงาน ทำให้ไม่สูญเสียพลังงาน แต่จำเป็นต้องมีระบบระบายความร้อน

2.1.2.3 ระบบควบคุมและป้องกัน

ระบบไมโครกริดจำเป็นต้องมีระบบควบคุมการจัดการ เพื่อตอบสนองระบบไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา เช่น ในสถานะที่เกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้าหลัก ระบบไมโครกริดจะต้องสามารถปลดตัวเองออกจากระบบไฟฟ้าหลักได้ และจะต้องทำงานในรูปแบบแยกตัวเป็นอิสระได้อย่างอัตโนมัติ และสามารถเชื่อมต่อกลับเข้าไปกับระบบไฟฟ้าหลักได้เมื่อความผิดปกติในระบบไฟฟ้าหลักได้รับการแก้ไขแล้ว เป็นต้น นอกจากนี้ระบบควบคุมจะต้องทำการจัดสรรกำลังการผลิตของแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าประเภทต่างๆ ในระบบไมโครกริดได้อย่างเหมาะสม โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อระบบไมโครกริดทำงานในรูปแบบแยกตัวเป็นอิสระ ทั้งนี้ ระบบควบคุมการจัดการไมโครกริดสามารถแบ่งออกเป็น 2 ระบบ ดังต่อไปนี้ [26]

(1) ระบบควบคุมแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Micro-source controller: MC)

เนื่องจากในระบบไมโครกริดประกอบไปด้วยแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวหลายแหล่ง จึงมีความจำเป็นต้องมีระบบควบคุมแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในแต่ละแหล่งพลังงาน เพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า และรักษาระดับแรงดันในแต่ละจุดโหนดให้เป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดไว้ ระบบควบคุมในนี้จะหมายรวมถึงระบบควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในระบบกักเก็บพลังงานด้วย โดยตัวอย่างของระบบควบคุมแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว [27] แสดงดังภาพที่ 2.3

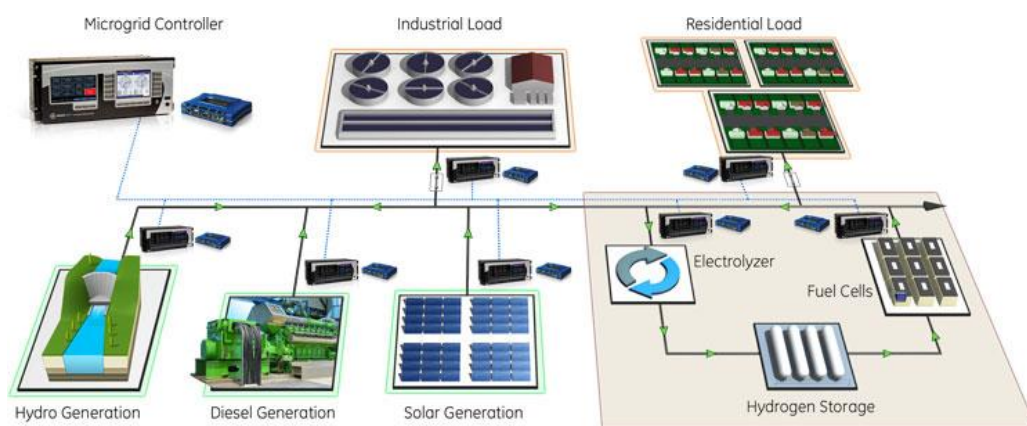


ภาพที่ 2.3 ตัวอย่างระบบควบคุมแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

(2) ระบบควบคุมศูนย์กลาง (Main central controller: MCC)

ระบบไมโครกริดจะมีระบบควบคุมศูนย์กลางอยู่แห่งเดียว โดยปกติจะติดตั้งอยู่ที่จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าหลัก กับระบบไมโครกริด ซึ่งมีหน้าที่ในการควบคุมการทำงานทั้งหมดในระบบไมโครกริด

โครกริดผ่านระบบควบคุมแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในแต่ละแหล่งพลังงาน และยังต้องจัดสรรกำลังการผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้าให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ไฟฟ้าอีกด้วย โดยตัวอย่างระบบควบคุมศูนย์กลาง (MCC) ของระบบไมโครกริด [27] แสดงดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 ตัวอย่างระบบควบคุมศูนย์กลางในระบบไมโครกริด

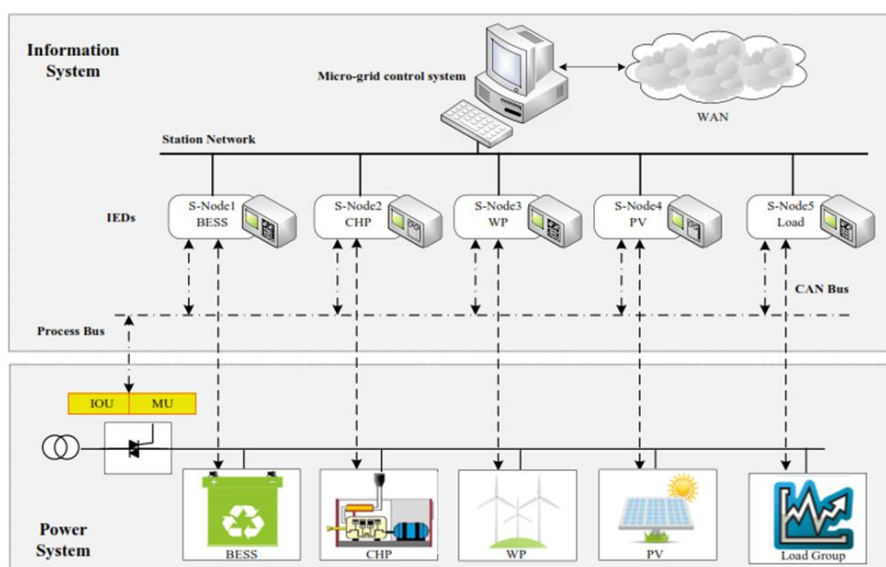
สำหรับการควบคุมแหล่งผลิตไฟฟ้าและการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไมโครกริดมักใช้การตัดสินใจแบบกระจาย (Decentralized) เพื่อรักษาความสมดุลระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าหลัก และแหล่งผลิตไฟฟ้าในระบบไมโครกริด โดยเฉพาะระบบไมโครกริดที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม ซึ่งจัดเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีความไม่แน่นอนสูง และหากรบบไมโครกริดอยู่ในโหมดแยกตัวเป็นอิสระจะต้องสร้างความสมดุลระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้และความต้องการไฟฟ้าในขณะนั้น (โหลดในระบบไมโครกริดค่าสูงเกินกว่ากำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้า) ถ้ากำลังการผลิตและโหลดมีความไม่สมดุลจะต้องสร้างความสมดุลด้วยการปลดโหลดบางส่วนออก (Load shedding) โดยในบางประเทศได้มีการจัดลำดับความสำคัญของโหลดในแต่ละจุด เพื่อใช้ตัดสินใจในการปลดโหลดในกรณีจำเป็น

จะเห็นได้ว่าการสื่อสารเป็นสิ่งจำเป็นที่สุดอย่างหนึ่งในระบบไมโครกริด ซึ่งจะใช้เพื่อในระบบควบคุม และระบบป้องกันในระบบไมโครกริด โดยการควบคุมแหล่งผลิตไฟฟ้าแต่ละแหล่งจากระบบควบคุมศูนย์กลาง (MCC) มีความจำเป็นต้องใช้ระบบสื่อสารที่รวดเร็วระหว่างกัน และต้องติดต่อสื่อสารกันอยู่ตลอดเวลา จึงอาจกล่าวได้ว่าความสำเร็จของการทำงานในระบบไมโครกริดส่วนหนึ่งเกิดจากความเชื่อถือได้ของการสื่อสารที่ใช้แลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างกัน และการสื่อสารระหว่างระบบควบคุมกลางกับโหลดเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่ง เพื่อใช้ในการดำเนินการปรับลดโหลด (Load shedding) และใช้ในการสั่งการอุปกรณ์ป้องกันระบบไมโครกริด ซึ่งวิธีการสื่อสารพื้นฐานที่ใช้มาจนถึงปัจจุบันก็คือการสื่อสารผ่านคลื่นวิทยุ, สายโทรศัพท์, ใช้สายไฟฟ้าเป็นพาหะ, เส้นใยแก้วนำแสง (Fiber optic) อินเทอร์เน็ต และการสื่อสารผ่านระบบ Global System for Mobile (GSM) ซึ่งใน

ปัจจุบันมีการใช้โปรโตคอล (Protocol) ที่หลากหลายแต่ก็ยังคงอยู่ในมาตรฐานการสื่อสารจึงทำให้ช่วยลดต้นทุนและส่งผลให้การพัฒนาระบบไมโครกริดเป็นไปได้อย่างรวดเร็ว [28]

2.1.2.4 ระบบสื่อสาร

โดยปกติระบบไมโครกริดนั้นจะใช้ระบบควบคุมศูนย์กลาง (MCC) เป็นศูนย์กลางควบคุมสถานะของส่วนต่าง ๆ และสั่งงานหลักในระบบไมโครกริดผ่านโครงข่ายของระบบสื่อสาร (Communication system) ที่อยู่ภายในระบบไมโครกริดเอง ดังตัวอย่างระบบสื่อสารในระบบไมโครกริดในภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 ตัวอย่างระบบสื่อสารในระบบไมโครกริด [29]

ดังนั้นเพื่อให้การทำงานของระบบไมโครกริดผ่านการควบคุมของระบบควบคุมศูนย์กลาง (MCC) เป็นไปได้ด้วยดี ระบบสื่อสารควรมีลักษณะที่สำคัญ ดังนี้

(1) สามารถใช้ในการสั่งควบคุม หรือการรับส่งข้อมูลค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ ทางไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับส่วนประกอบในระบบไมโครกริด ได้แก่

- แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้า (แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว) ในกรณีนี้ระบบสื่อสารใช้การควบคุม และสั่งการในการป้องกัน รวมทั้งการติดตาม (Monitoring) แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายแต่ละตัว เพื่อให้ระบบควบคุมสามารถติดตาม และควบคุมการทำงานได้

- อุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไมโครกริด ได้แก่ อุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ ที่อยู่ภายในระบบ ในกรณีนี้ระบบสื่อสารจะใช้ในการสั่งการ และควบคุมอุปกรณ์ป้องกัน ให้สามารถทำงานได้อย่างถูกต้อง

(2) สามารถรองรับโหมดการทำงานของระบบไมโครกริดในรูปแบบต่าง ๆ ได้ คือ ระบบสื่อสารต้องสามารถทำงานได้ทั้งโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก และโหมดแยกตัวเป็นอิสระ

2.1.2.5 จุดต่อร่วม

จุดต่อร่วม (Point of common coupling, PCC) เป็นจุดเชื่อมต่อการทำงานของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบไฟฟ้าซึ่งโดยปกติอาจจะมีหลายจุด แต่เมื่อพิจารณาในบริบทของระบบไมโครกริด จุดต่อร่วมจะมีเพียงจุดเดียวคือ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบไมโครกริดและระบบไฟฟ้าหลัก ดังภาพที่ 2.1

2.1.2.6 โหลด

ในระบบไฟฟ้าหนึ่งจะต้องประกอบไปด้วยความต้องการใช้ไฟฟ้า เช่นเดียวกันภายในระบบไมโครกริดก็ย่อมต้องการใช้ไฟฟ้า โหลดในแต่ละประเภทย่อมมีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ไม่เท่ากัน (คำว่า “ความต้องการใช้ไฟฟ้า”, “โหลด”, “ผู้ใช้ไฟฟ้า” จะมีความโดยนัยที่เหมือนกัน แต่อาจจะนำไปใช้ต่างกันตามแต่บริบทที่กล่าวถึง) สำหรับประเทศไทยจะแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าได้เป็น 7 ประเภทหลัก ได้แก่ บ้านอยู่อาศัย กิจกรรมขนาดเล็ก กิจกรรมขนาดกลาง กิจกรรมขนาดใหญ่ กิจกรรมเฉพาะอย่าง หน่วยงานราชการและองค์กรไม่แสวงผลกำไร และสูบน้ำเพื่อการเกษตร นอกจากนี้ ยังสามารถแบ่งผู้ใช้ไฟฟ้าตามลักษณะที่อยู่อาศัยได้ด้วย คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตที่อยู่อาศัย (Residential customer) ผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตพาณิชย์ (Commercial customer) และผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตอุตสาหกรรม (Industrial customer)

2.1.3 มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบไมโครกริด

โดยมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบไมโครกริดนั้น เมื่อพิจารณาสามารถจำแนกออกได้เป็น 2 ประเภทคือ (1) มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของระบบไมโครกริด และ (2) มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการสื่อสารของระบบไมโครกริด

2.1.3.1 มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการทำงานของระบบไมโครกริด

1) มาตรฐาน IEEE 1547.4 : มาตรฐาน IEEE Std 1547.4™-2011: IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems หรือมาตรฐาน IEEE 1547.4 เป็นคู่มือแนะนำในการออกแบบ การทำงาน และการบูรณาการระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่สามารถแยกตัวเป็นอิสระได้จากระบบไฟฟ้ากำลัง โดยพิจารณาถึงผลกระทบของแรงดัน ความถี่ คุณภาพไฟฟ้า จากจุดเชื่อมต่อระหว่างระบบไมโครกริด กับระบบไฟฟ้าซึ่งในที่นี้คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมไปถึงพิจารณารูปแบบการป้องกัน การควบคุม ตลอดจนการสื่อสารแลกเปลี่ยนข้อมูลที่เหมาะสมอีกด้วย [24]

2) มาตรฐาน ANSI/NEMA C84.1 : มาตรฐาน ANSI C84.1: ELECTRIC POWER SYSTEMS AND EQUIPMENT – VOLTAGE RATINGS (60 Hz) หรือมาตรฐาน ANSI C84.1 เป็นมาตรฐานเกี่ยวกับการกำหนดระดับแรงดัน และค่าความผิดพลาดของการทำงานของระบบไฟฟ้าที่มีความถี่ 60 เฮิร์ต และมีขนาดแรงดันมากกว่า 100 โวลต์ โดยพิจารณาเฉพาะในสภาวะคงตัวเท่านั้น ซึ่งจากมาตรฐาน IEEE 1547.4 ได้ระบุว่า เมื่อระบบไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ ให้ดำเนินการทำงานให้สอดคล้องกับมาตรฐาน ANSI/NEMA C84.1 [30]

2.1.3.2 มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการสื่อสารของระบบไมโครกริด

1) มาตรฐาน IEC 61850 : เป็นมาตรฐานที่ถูกออกแบบขึ้นเพื่อให้เกิดความเป็นไปได้ในการวางระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation Systems, SAS) โดยระบบอัตโนมัติจะเกิดขึ้นได้เมื่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ในสถานีไฟฟ้าย่อยสามารถสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลกันได้ ซึ่งปัจจุบันอุปกรณ์ต่าง ๆ เหล่านี้เป็นเทคโนโลยีสมองกลฝังตัว (Embedded system) ที่มีความสามารถในการประมวลผล และการสื่อสารขั้นสูง ทำให้อุปกรณ์เหล่านี้ล้วนมีศักยภาพในการที่จะทำให้เกิดระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติได้ ในมาตรฐานนี้เรียกอุปกรณ์เหล่านี้ว่า อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ฉลาด (Intelligent Electronic Devices, IED) โดยมาตรฐาน IEC 61850 เป็นมาตรฐานที่กำหนดโครงสร้างของข้อมูล ระบบสื่อสาร และวิธีการแลกเปลี่ยนข้อมูล เพื่อให้เกิดการใช้งานร่วมกันได้ระหว่างอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ เพื่อให้การบริหารจัดการระบบเป็นไปได้อย่างมีประสิทธิภาพ มาตรฐาน IEC 61850 เป็นมาตรฐานแบบเปิด เพื่อให้เกิดการสื่อสารต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ และถ้าเป็นการใช้งานส่วนอื่น ๆ ที่มีมาตรฐานรองรับอยู่แล้ว เช่น IEEE IEC ISO OSI เป็นต้น ก็สามารถทำการอ้างอิงมาตรฐานนั้น ๆ เพื่อให้อุปกรณ์สื่อสารกันได้อย่างเหมาะสมกับงานแต่ละชนิด [31]

2) มาตรฐาน IEEE 802.11g : เป็นมาตรฐานที่ได้รับการพัฒนาขึ้นมาจาก IEEE 802.11b โดยยังคงใช้คลื่นความถี่ 2.4 GHz แต่มีความเร็วในการรับ/ส่งข้อมูลเพิ่มขึ้นอยู่ที่ระดับ 54 Mbps หรือเท่ากับมาตรฐาน IEEE 802.11a เพียงแต่ที่ความถี่ 2.4 กิกะเฮิร์ต ยังคงเป็นคลื่นความถี่สาธารณะอยู่เหมือนเดิม ดังนั้นจึงยังมีปัญหาเรื่องของสัญญาณรบกวนจากอุปกรณ์ที่ใช้คลื่นความถี่เดียวกัน [32]

3) มาตรฐาน IEEE 802.16 : เป็นมาตรฐานที่ได้พัฒนาเป็นจนกลายเป็นเทคโนโลยี WIMAX จากมาตรฐาน IEEE 802.15 ซึ่งเป็นการพัฒนาเทคโนโลยี WI-FI โดยปัจจุบันมาตรฐาน IEEE 802.16 ได้เข้ามาสู่การพัฒนาเทคโนโลยีไร้สายกับมาตรฐาน WIMAX ซึ่งมาตรฐานของ WIMAX IEEE 802.16 - IEEE 802.16 เป็นมาตรฐานที่ให้ระยะทางในการให้บริการภายในระยะทาง 1.6-4.8 กิโลเมตร ส่งสัญญาณในความถี่ช่วงความถี่สูง 10-66 กิกะเฮิร์ต ซึ่งมาตรฐานนี้เป็นต้นแบบหรือแบบแรกในการพัฒนาการส่งสัญญาณรุ่นอื่น [33]

2.1.4 ระบบไมโครกริดในต่างประเทศ

ส่วนมากระบบไมโครกริดในต่างประเทศจะเป็นโครงการนำร่องเพื่อใช้งานวิจัยและพัฒนา จึงทำให้ในแต่ละประเทศจะให้ความสนใจที่แตกต่างกัน ประเทศในแถบอเมริกาเหนือไม่ได้เน้นทางด้านแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากพลังงานทดแทน แต่จะสนใจในเรื่องการรักษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นหลัก ในทางตรงกันข้าม ประเทศในแถบยุโรปและเอเชียจะให้ความสนใจทั้งด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจากพลังงานหมุนเวียนด้วยเทคโนโลยีที่ทันสมัย โดยเฉพาะประเทศญี่ปุ่นจะให้ความสนใจเกี่ยวกับความเชื่อถือได้ของโหลดทุกชนิดภายในระบบไมโครกริด จะเห็นได้ว่าในแต่ละประเทศย่อมมีปัจจัยที่มาของการก่อสร้างระบบไมโครกริดที่แตกต่างกัน โดยสามารถสรุปปัจจัยหลักซึ่งเป็นที่มาของระบบไมโครกริดในต่างประเทศได้ดังตารางที่ 2.3 [15]

ตารางที่ 2.3 สรุปปัจจัยหลักซึ่งเป็นที่มาของระบบไมโครกริดในต่างประเทศ

ปัจจัย	ที่มาและความจำเป็น
ค่าใช้จ่าย	1. ความเป็นไปได้ของการลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน เพื่อเป็นมาตรการป้องกันการปรับราคาขึ้นลงของพลังงานที่คาดการณ์ไม่ได้
ความเชื่อถือได้และความมั่นคง	1. การเพิ่มคุณภาพกำลังไฟฟ้าและความเชื่อถือได้ของแหล่งจ่ายไฟฟ้า 2. การเพิ่มความมั่นคงของระบบด้วยการผลิตไฟฟ้าด้วยตัวระบบเองและการติดตั้งแหล่งจ่ายไฟฟ้าแบบกระจาย
สิ่งแวดล้อมและประสิทธิภาพการใช้พลังงาน	1. การส่งเสริมการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหมุนเวียน และการลดความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าหมุนเวียน 2. การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 3. การส่งเสริมการติดตั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าร่วม (Co-generation)
การมีส่วนร่วมกับระบบไฟฟ้ากำลัง	1. การเสนอ Ancillary service ให้กับระบบไฟฟ้ากำลัง 2. การผลิตกำลังไฟฟ้าที่มีคุณภาพและราคาเป็นที่พอใจ 3. การสร้างระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม 4. การลดค่าสูงสุดของความต้องการไฟฟ้าโหลด (Peak shaving) 5. การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับพื้นที่ที่ไฟฟ้าเข้าไม่ถึง เช่น เกาะ เป็นต้น
การใช้ประโยชน์ทรัพยากรในพื้นที่	1. การใช้ประโยชน์ทรัพยากรที่ยังไม่นำมาใช้อย่างมีประสิทธิภาพ 2. การทำให้เกิดธุรกิจใหม่ๆ ส่งผลให้เกิดความมั่นคงในท้องถิ่น

โดยทั่วไประบบกักเก็บพลังงานของระบบไมโครกริดจะเป็นแหล่งเก็บพลังงานส่วนกลางนำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละแหล่งพลังงานมาเก็บไว้ในที่เดียวกัน เพื่อที่จะตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เป็นไปอย่างรวดเร็ว ขนาดของแหล่งกักเก็บพลังงานจะถูกกำหนดด้วยวัตถุประสงค์ของการใช้งาน เช่น ถ้าหากต้องการใช้งานในช่วงเวลาสั้นๆ เพื่อแก้ไขปัญหาความไม่สมดุลระหว่างแหล่งผลิตไฟฟ้ากับโหลดที่เกิดการเปลี่ยนแปลงทันทีทันใด ก็ควรเลือกใช้แหล่งกักเก็บพลังงานที่มีขนาดใหญ่ไม่มากนัก แต่ถ้าหากต้องใช้ในการควบคุมความถี่ของระบบซึ่งต้องมีการรับและจ่ายพลังงานในช่วงเวลาที่นานก็ควรเลือกใช้แหล่งกักเก็บพลังงานที่มีขนาดใหญ่ เป็นต้น

การรักษาระดับแรงดันและความถี่ให้เป็นไปตามระดับที่ต้องการ ในแต่ละประเทศจะมีการควบคุมที่แตกต่างกัน โดยประเทศในอเมริกาเหนือจะใช้ระบบควบคุมแบบ Autonomous แต่ประเทศในแถบเอเชียจะใช้ระบบควบคุมศูนย์กลาง (Central) แต่มีเพียงประเทศจีนที่การควบคุมแบบ Agent based control ส่วนในประเทศแถบยุโรปใช้ระบบควบคุมทั้ง 2 แบบ คือ ระบบควบคุมกลางและแบบ Agent based control สำหรับการควบคุมส่วน Local control (Autonomous, Central, Agent based control) ที่ถูกนำมาใช้งานจะใช้วิธีการ Droop control ซึ่งจะควบคุมความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เป็นสัดส่วนกับการเปลี่ยนแปลงภาระโหลดของระบบ เช่น ร้อยละ 1, ร้อยละ 2, ร้อยละ 3 เป็นต้น จึงทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวใดตัวหนึ่ง หรือหลายตัวไม่ต้องรับผิดชอบทำงานหนักในการควบคุมความถี่

ภาพรวมของระบบไมโครกริดของประเทศในทวีปอเมริกาเหนือ ยุโรป และเอเชีย แสดงได้ดังตารางที่ 2.4 โดยแสดงให้เห็นถึงความแตกต่างของการใช้เทคโนโลยีแหล่งผลิตไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่ รวมทั้งได้แสดงรายละเอียดองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องในการดำเนินการในระบบไมโครกริด อาทิเช่น ชนิดของแหล่งกักเก็บพลังงาน ลักษณะของโครงข่ายไฟฟ้า วิธีการควบคุม เป็นต้น [34]

ตารางที่ 2.4 ตัวอย่างระบบไมโครกริดในต่างประเทศ

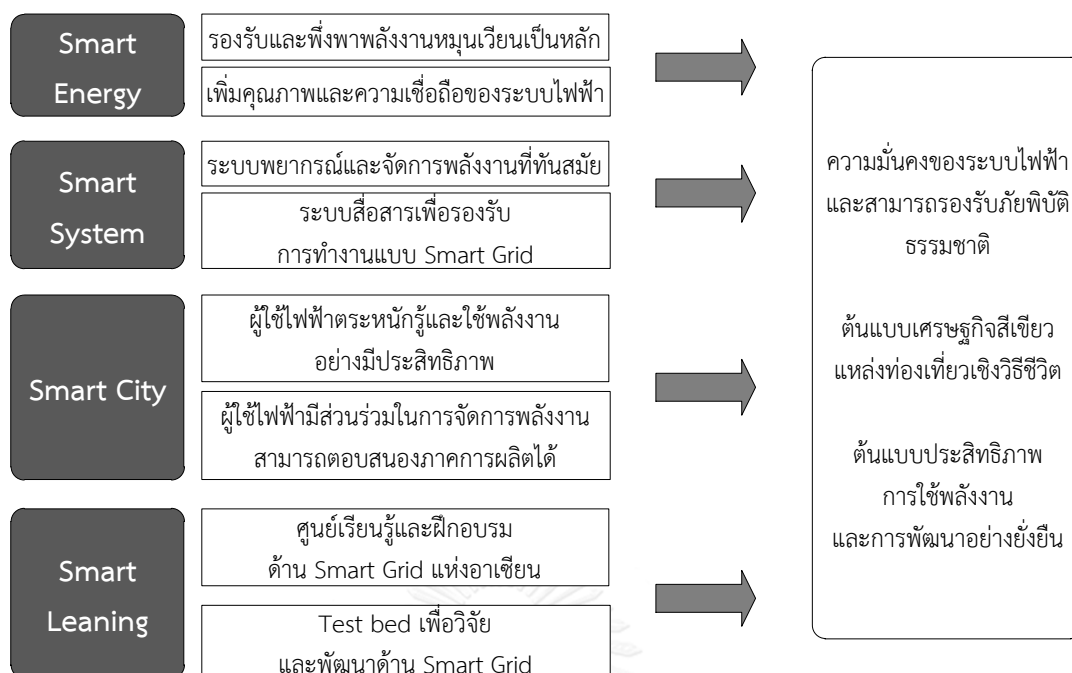
Detail		DGs				Energy storage			Load			Microgrid control								
Region	Micrigrid	PV	Solar thermal	Wind	Fuecell	CHP	Hydro	Steam/ Gas	Motor drive	Central (Cen)/Individual (Ind)/with Intermittent source (Int(sourced))	Battery	Fly wheel	Capacitor	Residential (R)/Commercial (C)/Industrial (I)	static	Motor/electronic	Central	Autonomous	Agent based	
North America	Boston Bar, Canada	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	R	-	-	-	✓	-	
	Boralex, Canada	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	R	-	-	-	✓	-	
	CERT, USA	-	-	-	-	-	-	3	-	Ind	✓	-	-	-	-	✓	-	✓	-	
	UW, USA	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	✓	-	
Europe	Bronsbegen, Netherland	108	-	-	-	-	-	-	-	Cen	✓	-	-	R	-	-	✓	-	-	
	Arm.Steinweng, German	several	-	-	-	1	-	-	-	Cen	✓	-	-	R	-	-	-	-	✓	
	DeMeTec, German	1	-	1	-	-	-	1	-	Cen, Int(PV)	✓	-	-	R, C	-	-	✓	-	-	
	CESIRICERCA, Italy	8	1	1	-	2	-	1	-	Cen	✓	✓	-	-	✓	-	-	-	✓	
	Kythnos, Grece	7	-	-	-	-	-	1	-	Cen	✓	-	-	R	-	-	✓	-	-	
	NTUA, Greece	2	-	-	-	-	-	-	-	Cen	✓	-	-	-	✓	-	-	-	✓	
	Unit of Manchester, UK	-	-	-	-	-	-	-	1	Cen	-	✓	-	-	-	✓	-	-	-	
	Aichi, Japan	3	-	-	-	7	-	-	-	-	Cen	✓	-	-	I, C	-	-	✓	-	-
	Kyoto Eco-Energy, Japan	2	-	1	1	-	-	1	-	-	Cen	✓	-	-	R	-	-	✓	-	-
	Hachimiohe, Japan	5	-	4	-	-	-	3	-	-	Cen	✓	-	-	I, C	-	-	✓	-	-
Asia	CRIEPI, Japan	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	✓	-	-	
	Sendai, Japan	1	-	1	-	-	-	2	-	Cen	✓	-	-	R, C, I	-	-	✓	-	-	
	HFUT, Chaina	2	-	2	1	-	1	1	-	Int (PV), Int (wind)	✓	-	✓	-	✓	✓	-	-	✓	
	Lab-scale, China	1	-	1	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	✓	-	-	-	
	IET, India	-	-	-	-	2	-	-	1	-	Cen	-	-	-	-	✓	-	✓	-	-

2.1.5 ระบบไมโครกริดในประเทศไทย

สำหรับประเทศไทย ระบบไมโครกริดเป็นหนึ่งในนโยบายที่สำคัญของแผนแม่บทการพัฒนา ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart grid) ของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 [1] ในทางปฏิบัติ อาจกล่าวได้ว่า ระบบไมโครกริดเปรียบเสมือนโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดที่มีพื้นที่ขนาดเล็กกว่า สำหรับแผนพัฒนาการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดฯ มีเป้าหมายเพื่อการพัฒนา ระบบไฟฟ้าให้สามารถทำงานได้มากขึ้นในขณะที่ใช้ทรัพยากรน้อยลง (Doing more with less) มีประสิทธิภาพ มีความเชื่อถือได้ มีความปลอดภัย มีความยั่งยืน และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ด้วยการอาศัยการพัฒนา เทคโนโลยีระบบเซนเซอร์ ระบบสื่อสารและเทคโนโลยีสารสนเทศ ระบบเก็บข้อมูล ตลอดจน เทคโนโลยีทางการควบคุมระบบไฟฟ้า ซึ่งกระบวนการเหล่านี้จะต้องเกิดขึ้นในทุกส่วนของระบบ คือ ระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และระบบผู้ใช้ไฟฟ้า

ปัจจุบันสำนักนโยบายและแผนพลังงานได้กำหนดกรอบนโยบายและกิจกรรมการลงทุนที่เกี่ยวข้องกับแผนพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของแต่ละการไฟฟ้า นอกจากนี้ การไฟฟ้าทั้งสาม แห่งยังได้กำหนดแผนงาน (Roadmap) การวางแผนพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของตนเองอีกด้วย ซึ่งหนึ่งในนโยบายหรือโครงการที่สำคัญ คือ การพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นระบบไมโครกริด โดยการไฟฟ้าแต่ละแห่งจะเลือกพื้นที่การพัฒนาที่แตกต่างกัน

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) [35] ได้กำหนดโครงการนำร่องของระบบไมโครกริดที่ อ.เมือง จ.แม่ฮ่องสอน ซึ่งเหตุผลในการเลือกพื้นที่นี้เป็นโครงการนำร่องของระบบไมโครกริด เพราะเป็นที่พื้นที่ห่างไกลมีภูเขาและป่าไม้ค่อนข้างสูง และเป็นจังหวัดเดียวที่ไม่มีสายส่งไฟฟ้าของ กฟผ. เข้าถึง จึงมักมีปัญหาการเกิดไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง สะท้อนจากการสำรวจดัชนีความเชื่อถือได้พบว่าค่าดัชนี SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) และค่า SAIDI (System Average Interruption Duration Index) สูงที่สุดในประเทศ แต่ในพื้นที่ยังมีแหล่งทรัพยากรธรรมชาติที่มีศักยภาพสูงในการผลิตกระแสไฟฟ้า เช่น พลังงานน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ปัจจุบันโครงการดังกล่าวยังอยู่ในขั้นตอนการศึกษาและวิจัย ภายใต้ยุทธศาสตร์ 4 ด้าน โดยในแต่ละยุทธศาสตร์มุ่งสู่ผลลัพธ์สูงสุดเพื่อให้เมืองแม่ฮ่องสอนมีความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่สามารถรองรับภัยพิบัติทางธรรมชาติได้ เป็นต้นแบบเศรษฐกิจสีเขียว แหล่งท่องเที่ยวเชิงวิถีชีวิต พลังงาน และสิ่งแวดล้อม อีกทั้ง เป็นต้นแบบเมืองที่มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่ดี ทั้งหมดนี้ นำไปสู่การพัฒนาอย่างยั่งยืน โดยมีเป้าประสงค์หลัก ดังแสดงไว้ในภาพที่ 2.6



ภาพที่ 2.6 ยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดเมืองแม่ฮ่องสอน 4 ด้าน

ด้วยเหตุผลเดียวกัน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) [16] ได้เลือก จ.แม่ฮ่องสอน เช่นเดียวกัน แต่ใช้ อ.แม่สะเรียง เป็นโครงการนำร่องของแผนการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ PEA Smart grid รายละเอียดโครงการฯ แสดงดังตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 รายละเอียดโครงการพัฒนาระบบไมโครกริดที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน

ระยะเวลา	ปี พ.ศ. 2556-2558					
วัตถุประสงค์	เพื่อพัฒนารูปแบบการผลิตและการจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่อย่างมีประสิทธิภาพ เพิ่มความเชื่อถือได้ และคุณภาพของระบบไฟฟ้า โดยจัดหาแหล่งพลังงานให้กับพื้นที่ห่างไกลและมีพลังงานไม่เพียงพอ ลดหน่วยสูญเสียในระบบสายส่งและระบบจำหน่ายที่มีระยะไกล อีกทั้งพัฒนาระบบไฟฟ้าในพื้นที่ให้รองรับกับเทคโนโลยี Smart Grid สนับสนุนการเพิ่มปริมาณพลังงานทดแทนตามนโยบายของรัฐบาล ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์					
พื้นที่	อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน					
ปริมาณงาน	รายการ	การไฟฟ้าภาค				รวม
		1	2	3	4	
	1. ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน (Distribution Energy Storage System: DESS) ชนิด Pumped Hydro (ชุด)	1	-	-	-	1
	2. ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน (ชุด)	1	-	-	-	1
	3. ติดตั้ง Micro-Grid Controller (ชุด)	1	-	-	-	1

ตารางที่ 2.5 รายละเอียดโครงการพัฒนาระบบไมโครกริดที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน (ต่อ)

เงินลงทุน (ล้านบาท)	- เงินกู้ในประเทศ	245	-	-	-	245
	- เงินรายได้ กฟภ.	85	-	-	-	85
	รวม	330	-	-	-	330
ผลประโยชน์	1. ได้ระบบควบคุมการจ่ายไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro-Grid) ที่สามารถรองรับเทคโนโลยีและการจัดการระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน 2. ได้รูปแบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ มีความเชื่อถือได้ ลดปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง และเพิ่มความพึงพอใจในคุณภาพบริการให้กับลูกค้า 3. ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ดีเซล ซึ่ง กฟภ. ต้องจ่ายสำหรับพื้นที่ห่างไกล 4. ลดหน่วยสูญเสียในระบบสายส่งและจำหน่าย 5. ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งมีผลต่อภาวะโลกร้อน					

สำหรับการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ยังไม่มีโครงการพัฒนาระบบไมโครกริดที่เด่นชัด เพราะพื้นที่รับผิดชอบของ กฟน. มีบริเวณน้อย และส่วนมากเป็นที่ตั้งของโรงงานอุตสาหกรรม พื้นที่ชุมชนขนาดใหญ่

2.1.6 ผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบไมโครกริด

ระบบไมโครกริดเป็นระบบไฟฟ้าที่รวบรวมแหล่งจ่ายพลังงานแบบกระจายตัวที่มีอยู่ในพื้นที่เข้าไว้ด้วยกัน และมีระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่กับระบบด้วย ซึ่งถือว่าเป็นข้อดีของระบบไมโครกริดต่อระบบจำหน่ายที่สามารถช่วยตอบสนองความต้องการเป็นวงกว้าง แต่ในประเทศไทยผู้ให้บริการไฟฟ้า หรือผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ายังลังเลและไม่มั่นใจที่จะให้แหล่งจ่ายพลังงานแบบกระจายยังสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าอยู่ในขณะที่เกิดการลัดวงจรในส่วนอื่นของระบบไฟฟ้า หรือก็คือ ยังไม่มีข้อกำหนดหรือมาตรฐานรองรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในรูปแบบแยกตัวเป็นอิสระ เพราะจะทำให้เกิดความไม่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ และการออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้ามีความซับซ้อนมากขึ้น แต่ในต่างประเทศได้มีการออกมาตรฐานรองรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในรูปแบบแยกตัวเป็นอิสระดังที่ได้กล่าวในหัวข้อที่ 2.1.3

ระบบไมโครกริดถือเป็นระบบไฟฟ้าที่สามารถเป็นได้ทั้งระบบผลิต และระบบจำหน่ายได้ในระบบเดียวกัน สามารถทำงานได้ทั้งรูปแบบแยกตัวอิสระที่ไม่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก (Islanding mode) และทำงานที่เชื่อมต่อขนานไปกับระบบไฟฟ้าหลัก (Grid connected mode) ซึ่งเรียกได้ว่าเป็นจุดเด่นของระบบนี้ แต่ในขณะเดียวกันการทำงานในสองโหมดดังกล่าวย่อมส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหลัก โดยผลกระทบที่สำคัญของระบบไมโครกริดในด้านต่าง ๆ สามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้ [20]

■ ข้อดี

- (1) ด้านสิ่งแวดล้อม : มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมค่อนข้างน้อย เนื่องจากใช้แหล่งพลังงานทดแทน ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ลดการใช้เชื้อเพลิงประเภทก๊าซและน้ำมัน
- (2) ด้านการทำงานและการลงทุน : เนื่องจากการใช้แหล่งพลังงานที่อยู่ภายในพื้นที่ผลิตไฟและจ่ายให้กับโหลดในพื้นที่ทำให้ลดระยะทางระหว่างแหล่งผลิตกับโหลด จึงทำให้เกิดผลดีดังนี้
 - ทำให้ระบบไฟฟ้ามีระดับแรงดันที่ดีขึ้น
 - ลดความแออัดในระบบส่งและระบบจำหน่าย
 - ลดกำลังสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่ายประมาณ 3%
 - ลดหรือเลื่อนการลงทุนในการขยายระบบส่ง และระบบผลิต
- (3) ด้านคุณภาพไฟฟ้า : ระบบไมโครกริดช่วยเพิ่มระดับคุณภาพไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ของระบบ เช่น การกระจายแหล่งผลิตพลังงาน สามารถจับคู่โหลดและแหล่งจ่ายได้เหมาะสมมากยิ่งขึ้น ลดผลกระทบจากระบบส่งขนาดใหญ่ และลดผลกระทบเมื่อเกิดไฟดับในระบบผลิตขนาดใหญ่
- (4) ด้านเงินลงทุน : ลดค่าใช้จ่ายในระบบส่งและระบบจำหน่าย เพราะระบบไมโครกริดมีการส่งกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดลูกค้าที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียง จึงช่วยลดค่าใช้จ่ายในการสร้างสายส่งไฟฟ้า

■ ข้อเสีย

- (1) ด้านต้นทุน : ภาครัฐลดการตัดสินใจในการลงทุนแหล่งผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติม
- (2) ความยุ่งยากด้านเทคนิค : การจัดการ การป้องกัน การควบคุม การเลือกขนาดและตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมของแหล่งพลังงาน รวมถึงระบบกักเก็บพลังงานในระบบไมโครกริดต้องใช้การวิเคราะห์ทางเทคนิคที่ซับซ้อน อุปกรณ์ในระบบต้องมีความเข้ากันได้ (Interoperability) และสื่อสารกันได้อย่างถูกต้อง
- (3) อุปสรรคด้านกฎหมาย : ประเทศส่วนใหญ่ยังไม่มีมาตรฐานและข้อกำหนดที่รองรับการทำงาน of ระบบไมโครกริด
- (4) ผูกขาดทางการตลาด : ถ้าหากระบบไมโครกริดได้รับอนุญาตให้ผลิตและจ่ายไฟไปยังโหลดได้อย่างต่อเนื่องควบคู่กับระบบไฟฟ้าหลัก

2.2 การป้องกันไฟฟ้าในระบบไมโครกริด

การป้องกันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิมจะได้รับการออกแบบด้วยการสมมติให้กำลังไฟฟ้าไหลเป็นทิศทางเดียว และมักใช้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินในการแบ่งแยกการลัดวงจรออกจากระบบ แต่เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีแหล่งกำเนิดแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ ระบบป้องกันไฟฟ้าจะปลดแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวออกจากระบบก่อนเป็นอันดับแรก หรือการป้องกันการแยกตัวเป็นอิสระ (Anti-islanding) เพื่อความปลอดภัยของเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงาน แต่ก็ทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างต่างๆ ที่ยังมีแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้า (แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว) ที่มีความพร้อมในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดจำนวนหนึ่งได้ จึงได้มีการพัฒนาระบบป้องกันไฟฟ้าให้ระบบไฟฟ้าสามารถแยกตัวเป็นอิสระได้ ในกรณีที่เกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งก็คือระบบไมโครกริดนั่นเอง

ระบบไมโครกริดเป็นระบบที่ถูกออกแบบเพื่อให้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับโหลดได้ทั้งรูปแบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Grid connected mode) และเมื่อถูกตัดการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Islanding mode) รูปแบบการทำงานทั้งสองโหมดนี้ส่งผลต่อการป้องกันไฟฟ้าในระบบไมโครกริดเป็นอย่างมาก เมื่อระบบไมโครกริดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า หากเกิดการลัดวงจร ระบบป้องกันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายสามารถตรวจจับค่ากระแสลัดวงจรที่สูงได้ ในทางตรงกันข้าม หากระบบไมโครกริดทำงานในรูปแบบแยกตัวเป็นอิสระ เมื่อเกิดการลัดวงจร ระบบป้องกันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายจะไม่สามารถตรวจจับกระแสลัดวงจรในระบบไมโครกริดได้ เพราะค่ากระแสลัดวงจรได้ถูกจ่ายออกจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่อยู่ใกล้กว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในระบบหลัก ซึ่งจะส่งผลให้ระบบเกิดความเสียหายได้ ดังนั้น จึงจำเป็นที่จะต้องหารูปแบบการป้องกันของระบบไมโครกริดที่สามารถรองรับป้องกันทั้งสองโหมดได้ โดยการป้องกันในอุดมคติของระบบไมโครกริดควรมีคุณสมบัติดังต่อไปนี้ [36]

- (1) ระบบป้องกันไฟฟ้าต้องตอบสนองต่อการลัดวงจรที่เกิดขึ้นทั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและในระบบไมโครกริด
- (2) สำหรับการลัดวงจรที่เกิดในระบบจำหน่าย ระบบป้องกันไฟฟ้าจะต้องสามารถแยกระบบไมโครกริดออกจากระบบจำหน่ายให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้
- (3) สำหรับการลัดวงจรที่เกิดในระบบไมโครกริด ระบบป้องกันไฟฟ้าจะต้องแยกส่วนที่เกิดการลัดวงจรให้เล็กที่สุดตามรัศมีการป้องกัน เพื่อกำจัดการลัดวงจรที่เกิดขึ้นในระบบไมโครกริด
- (4) สามารถป้องกันผู้ใช้ไฟได้อย่างมีประสิทธิภาพ

จากคุณสมบัติการป้องกันไฟฟ้าที่ได้กล่าวมาข้างต้นนั้น จะสังเกตได้ว่าใน 2 ข้อแรกจะเป็นหลักการป้องกันโดยทั่วไป แต่ในข้อที่ 3 นั้นจะเป็นการป้องกันในระบบไมโครกริด โดยเมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไมโครกริด การป้องกันควรเฉพาะแยกการลัดวงจรออกจากระบบ และให้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวในระบบไมโครกริดสามารถจ่ายกำลังไฟได้ และจากข้อที่ 4 ต้องมีการประสานการป้องกันในระบบไมโครกริดที่มีต่อการป้องกันผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งการป้องกันระบบในระบบไมโครกริดควรเป็นไปตามหลักการเดียวกันกับการป้องกันระบบไฟฟ้าโดยทั่วไป

2.2.1 ระบบป้องกันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

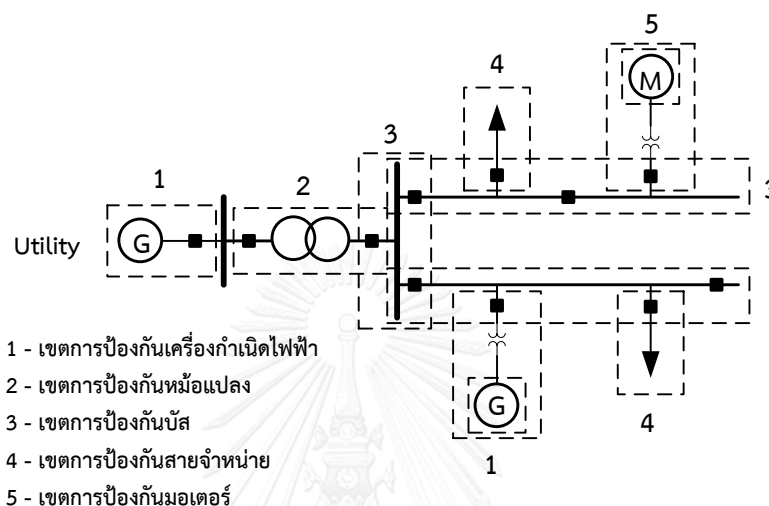
การป้องกันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิมจะได้รับการออกแบบด้วยการสมมติให้กำลังไฟฟ้าไหลเป็นทิศทางเดียว และมักใช้รีเลย์ป้องกัน (Protective relay) ในการแบ่งแยกการลัดวงจรออกจากระบบ รีเลย์ป้องกันจะรับสัญญาณที่แปลงมาจากระบบไฟฟ้าผ่านทางหม้อแปลงกระแส (Current transformer, CT) และ/หรือหม้อแปลงแรงดัน (Voltage transformer, VT) รีเลย์ป้องกันจะตรวจวัดปริมาณทางไฟฟ้าตลอดเวลา เช่น กระแส แรงดัน ความถี่ทางไฟฟ้า หรือมุมทางไฟฟ้า เป็นต้น ในสภาวะผิดปกติปริมาณทางไฟฟ้าเหล่านี้ย่อมเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม หากขนาดของสัญญาณมีค่าถึงขนาดที่กำหนดไว้ รีเลย์ป้องกันจะทำงานโดยหน้าสัมผัสของรีเลย์จะปิดทำให้วงจรที่ใช้สำหรับปลดระบบไฟฟ้าครบวงจร เกิดกระแสไหลผ่านขดลวดทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำให้แยกหน้าสัมผัสออกจากกัน และปลดวงจรไฟฟ้าออกจากระบบ

ระบบป้องกันไฟฟ้าที่ดีจะต้องมีคุณสมบัติสามประการ หรือ “3S” ได้แก่ (1) ความไว (Sensitivity) ระบบป้องกันควรจะสามารถระบุสภาวะผิดปกติที่เกิดขึ้นได้ เมื่อค่ากระแสที่ไหลผ่านเกินกว่าค่าที่กำหนดไว้, (2) ความสามารถในการแยกแยะได้ (Selectivity) ระบบป้องกันควรจะตัดการเชื่อมต่อเฉพาะส่วนที่มีความผิดปกติ หรือส่วนที่เป็นไปได้ที่เล็กที่สุด เพื่อลดผลกระทบที่เกิดจากสภาวะผิดปกติ และ (3) ความรวดเร็ว (Speed) รีเลย์ป้องกันควรตอบสนองต่อความผิดปกติในเวลาที่น้อยที่สุด เพื่อหลีกเลี่ยงต่อความเสียหายของอุปกรณ์ และรักษาเสถียรภาพของระบบ

2.2.1.1 เขตการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบป้องกันไฟฟ้าจำเป็นที่จะต้องคำนึงถึงเขตการป้องกัน (Zone of protection) เพราะเมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบ อุปกรณ์ป้องกันจำเป็นที่จะต้องจำกัดพื้นที่ที่เกิดการลัดวงจรด้วยการแยกส่วนพื้นที่นั้นออกจากระบบ เพื่อให้ระบบไฟฟ้าส่วนที่ไม่ได้เกิดการลัดวงจรยังสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟได้ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจแบ่งเขตการป้องกันออกเป็น 5 ส่วนดังภาพที่ 2.7 โดยมีรายละเอียดดังนี้ [37]

- (1) เขตการป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator zone)
- (2) เขตการป้องกันหม้อแปลง (Transformer zone)
- (3) เขตการป้องกันบัส (Bus zone)
- (4) เขตการป้องกันสายส่ง และสายจำหน่าย (Transmission and distribution zone)
- (5) เขตการป้องกันมอเตอร์ (Motor zone)



ภาพที่ 2.7 เขตการป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า

วัตถุประสงค์ของการแบ่งขอบเขตการป้องกันคือ เพื่อแบ่งการป้องกันระบบไฟฟ้าออกเป็น ส่วน ๆ โดยแต่ละส่วนจะรับผิดชอบการป้องกันในส่วนบริเวณตัวเองเป็นหลัก หรือเป็นการป้องกันปฐมภูมิ (Primary protection) ซึ่งทำให้สามารถระบุตำแหน่งของการเกิดการลัดวงจรได้ และถ้าหากระบบป้องกันภายในเขตของตัวเองไม่ทำงาน จะต้องมีการป้องกันสำรอง (Backup protection) เพื่อทำการกำจัดการลัดวงจรดังกล่าวออกจากระบบให้ได้ กล่าวโดยสรุป ระบบป้องกันไฟฟ้าจะต้องแบ่งการป้องกันออกเป็น 2 รูปแบบ คือ (1) การป้องกันปฐมภูมิ และ (2) การป้องกันทุติยภูมิ

การป้องกันปฐมภูมิ (Primary protection) หมายถึง การป้องกันลำดับแรก ซึ่งอุปกรณ์ป้องกันต้องทำหน้าที่แยกส่วนวงจรที่เกิดการลัดวงจรออกจากระบบ โดยการทำงานของ การป้องกันปฐมภูมิจะต้องทำงานเร็วที่สุดเท่าที่จะทำได้ และต้องแยกส่วนของวงจรออกให้น้อยที่สุด เพื่อให้เกิดความเสียหายแก่ระบบน้อยที่สุด

การป้องกันทุติยภูมิ (Secondary protection) หมายถึง การใช้การป้องกันอีกชุดหนึ่งที่มีเวลาการทำงานช้ากว่าการป้องกันปฐมภูมิ โดยการป้องกันทุติยภูมินั้นจะทำหน้าที่ป้องกันวงจรในกรณี ที่การป้องกันปฐมภูมิไม่ทำงาน จึงทำให้การป้องกันทุติยภูมิจะต้องแยกส่วนวงจรมากกว่าการป้องกันปฐมภูมิในการกำจัดการลัดวงจร

2.2.1.2 การประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกัน

เนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้ามีด้วยกันหลายตำแหน่ง และมีเขตการป้องกันที่แตกต่างกัน การที่จะทำให้ระบบป้องกันทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ จะต้องมีการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตำแหน่ง (Protection coordination) เพื่อจัดลำดับการทำงานอุปกรณ์ป้องกันก่อนหรือหลังให้ถูกต้อง เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้กับตำแหน่งลัดวงจรจะต้องทำงานก่อน (Primary protective device) ส่วนอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ห่างออกไปจะทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Back up protective device) และจะทำงานในกรณีที่อุปกรณ์ตัวที่อยู่ใกล้จุดลัดวงจรไม่ทำงาน แต่จะถูกลimit ระยะเวลาไว้ช่วงเวลาหนึ่ง โดยการหน่วงเวลาดังกล่าวจะถูกเรียกว่า Grading Margin ซึ่งถ้ามีการหน่วงเวลามากเกินไป อาจก่อให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบได้ในกรณีที่อุปกรณ์ป้องกันตัวแรกไม่ทำงาน หรือถ้าหน่วงเวลาน้อยเกินไปอาจจะทำให้อุปกรณ์ป้องกันสำรองทำงานก่อนอุปกรณ์ป้องกันตัวแรก ดังนั้น จึงต้องมีการประสานสัมพันธ์ของอุปกรณ์ที่เหมาะสมภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้

(1) การประสานสัมพันธ์โดยการตั้งค่าหน่วงเวลา (Time delay) ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว โดยอุปกรณ์ที่อยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้ามากที่สุดจะมีค่าหน่วงเวลาที่สั้นที่สุด และอุปกรณ์ที่อยู่ใกล้กับสถานีไฟฟ้าถัดมาจะมีค่าหน่วงเวลาเพิ่มมากขึ้นเรื่อย ๆ ซึ่งเวลาในการทำงานนี้จะไม่ขึ้นอยู่กับระดับกระแสลัดวงจร ดังนั้น หากเกิดการลัดวงจรใกล้สถานีไฟฟ้าย่อยอุปกรณ์ที่อยู่ใกล้สถานีไฟฟ้าซึ่งเป็นจุดที่มีระดับกระแสลัดวงจรมากที่สุดจะมีค่าหน่วงเวลายาวนาน การลัดวงจรอาจคงอยู่นานเกินไปและส่งผลให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ต้นทางได้

(2) การประสานสัมพันธ์โดยใช้กระแส เป็นการนำค่ากระแสลัดวงจรมาเป็นตัวกำหนดลำดับการทำงาน โดยใช้สมมติฐานที่ว่ากระแสลัดวงจรจะแปรตามตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร ซึ่งขึ้นอยู่กับค่าอิมพีแดนซ์ของแต่ละอุปกรณ์ ดังนั้น อุปกรณ์ที่อยู่ไกลจากสถานีไฟฟ้าจะถูกตั้งให้ทำงานเมื่อมีค่ากระแสลัดวงจรน้อย ๆ ส่วนอุปกรณ์ที่อยู่ถัดมาจะถูกตั้งค่ากระแสที่เพิ่มขึ้นตามลำดับ

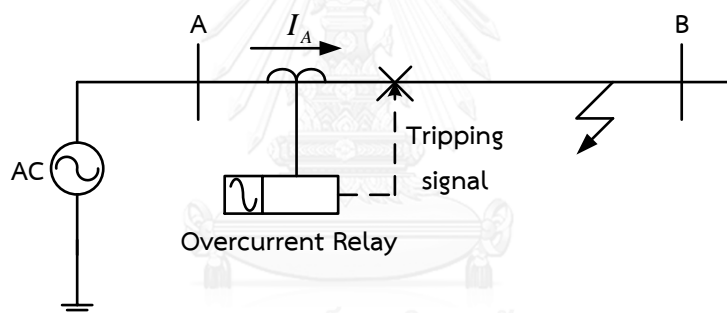
(3) การประสานสัมพันธ์โดยใช้ทั้งกระแสและเวลา เป็นการตั้งค่าหน่วงเวลาที่พิจารณาทั้งกระแสและเวลา โดยเวลาในการทำงานของอุปกรณ์จะผกผันกับค่ากระแสลัดวงจร หรือก็คือ เมื่อกระแสลัดวงจรมีค่าสูง เวลาในการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันจะยิ่งสั้น ซึ่งจะเห็นได้ว่าวิธีการนี้มีความยืดหยุ่นกว่าสองวิธีที่ข้างต้น ทำให้ระบบป้องกันที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน นิยมเลือกใช้การประสานสัมพันธ์โดยใช้ทั้งกระแสและเวลา

2.2.1.3 รูปแบบการป้องกันระบบไฟฟ้า

รูปแบบหลักของการป้องกันระบบไฟฟ้าจะมีด้วยกัน 3 รูปแบบได้แก่ (1) การป้องกันกระแสเกิน, (2) การป้องกันแบบผลต่าง และ (3) การป้องกันแบบระยะทาง ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

■ การป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent protection)

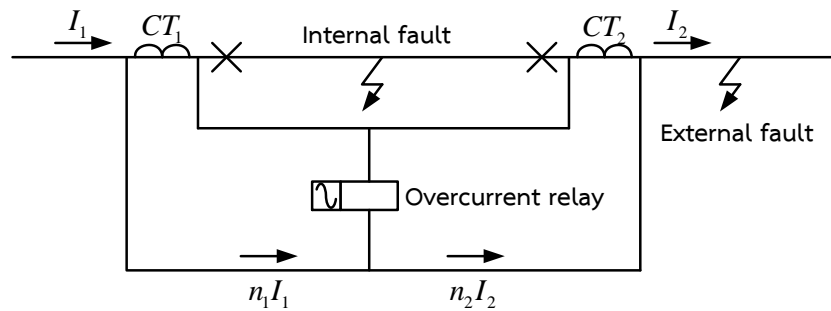
โดยทั่วไประบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีลักษณะเป็นแบบเรเดียล ซึ่งมีการไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นไปในทิศทางเดียว ทำให้หากเกิดการลัดวงจร กระแสลัดวงจรจะไหลไปในทิศทางเดียวจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าไปยังจุดลัดวงจรเสมอ การตรวจจับกระแสลัดวงจรจึงสามารถใช้รีเลย์กระแสเกินแบบไม่มีทิศทางในการสั่งการให้อุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้แก่ ฟิวส์ สวิตช์ และ เซอร์กิตเบรกเกอร์ ทำการตัดวงจรเพื่อกำจัดการลัดวงจรที่เกิดขึ้น แต่ถ้าระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีลักษณะเป็นแบบวงแหวน (Ring) หรือวงปิด (Mesh) เมื่อเกิดการลัดวงจรกระแสลัดวงจรจะสามารถไหลได้สองทิศทาง จึงจำเป็นต้องใช้รีเลย์กระแสเกินแบบมีทิศทางในการป้องกัน เพื่อสามารถตรวจสอบทิศทางของกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นได้ ตัวอย่างการป้องกันกระแสเกิน แสดงดังภาพที่ 2.8



ภาพที่ 2.8 การป้องกันระบบไฟฟ้าแบบกระแสเกิน

■ การป้องกันแบบผลต่าง (Differential protection)

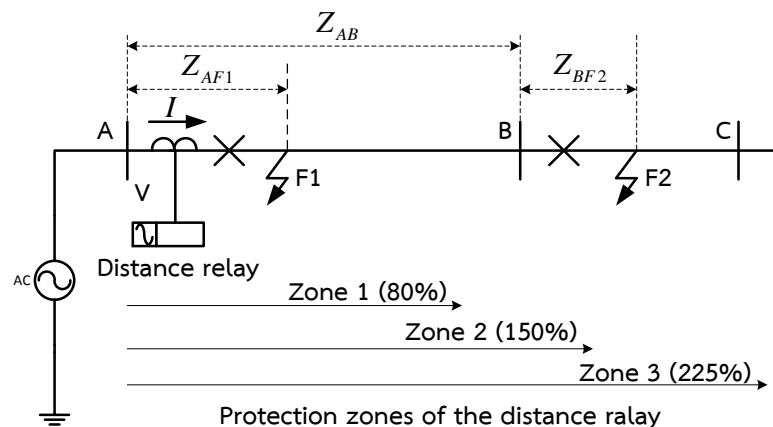
การป้องกันแบบผลต่างจะใช้รีเลย์ป้องกันผลต่างในการป้องกัน โดยรีเลย์ผลต่างเป็นรีเลย์ที่มีความไวมากที่สุด สามารถตรวจจับกระแสลัดวงจรได้แม้จะมีขนาดเล็ก ส่วนใหญ่รีเลย์ประเภทนี้จะใช้ในการป้องกันการลัดวงจรในอุปกรณ์ที่สำคัญ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า มอเตอร์ หรือหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น หลักการทำงานของเบื้องต้นของการป้องกันกระแสเกินด้วยรีเลย์ผลต่างจะใช้หม้อแปลงกระแส (CT) เชื่อมต่อที่วงจรด้านหน้าและด้านหลังของอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยในสภาวะปกติ หรือเมื่อเกิดการลัดวงจรนอกเขตการป้องกันของรีเลย์จะไม่มีค่ากระแสผลต่าง แต่ถ้าเกิดความผิดปกติขึ้นในเขตการป้องกันของรีเลย์จะมีค่ากระแสผลต่างเกิดขึ้น ทั้งนี้ การต่อขั้วของหม้อแปลงกระแส (CT) เพื่อใช้ในการวัดผลต่างของกระแสสามารถแสดงดังภาพที่ 2.9



ภาพที่ 2.9 การป้องกันระบบไฟฟ้าแบบผลต่าง

▪ การป้องกันแบบระยะทาง (Distance protection)

การป้องกันแบบระยะทางจะใช้รีเลย์แบบระยะทาง (Distance relay) ซึ่งผู้ให้บริการไฟฟ้าจะติดตั้งรีเลย์ระยะทางสำหรับป้องกันสายส่งโดยเฉพาะ รีเลย์ระยะทางจะทำการหาอัตราส่วนระหว่างค่ากระแสลัดวงจรกับค่าแรงดันที่ตำแหน่งของรีเลย์ เพื่อหาค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งจากตำแหน่งของรีเลย์ไปยังจุดลัดวงจร เมื่อเกิดการลัดวงจรรีเลย์จะแบ่งเขตการป้องกันออกเป็น 3 โซนด้วยกัน คือ โซนที่ 1 การป้องกันจะครอบคลุมระยะทาง 80 – 85% ของสายป้องกัน, โซนที่ 2 การป้องกันจะครอบคลุมที่ระยะทาง 150% (ระยะทาง 100% ของสายป้องกัน รวมกับระยะทาง 50% ของสายที่อยู่ถัดไป) และโซนที่ 3 รีเลย์จะป้องกันครอบคลุม 225% (รวมระยะทาง 100% ของสายป้องกันหลักและสายที่ 2 กับระยะทาง 25% ของสายที่ 3) ดังแสดงในภาพที่ 2.10 ถ้าหากเกิดการลัดวงจรในเขตการป้องกันของรีเลย์ระยะทาง ค่าความต้านทานที่วัดได้จะมีค่าน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้ ส่งผลให้รีเลย์ทำงานโดยการสั่งให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำการตัดวงจร แต่รีเลย์ประเภทนี้จะไม่เหมาะสมกับระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) เพราะจะมีกระแสลัดวงจรเพิ่มเติมที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (DG) ซึ่งอาจส่งผลให้รีเลย์ทำงานผิดพลาดได้



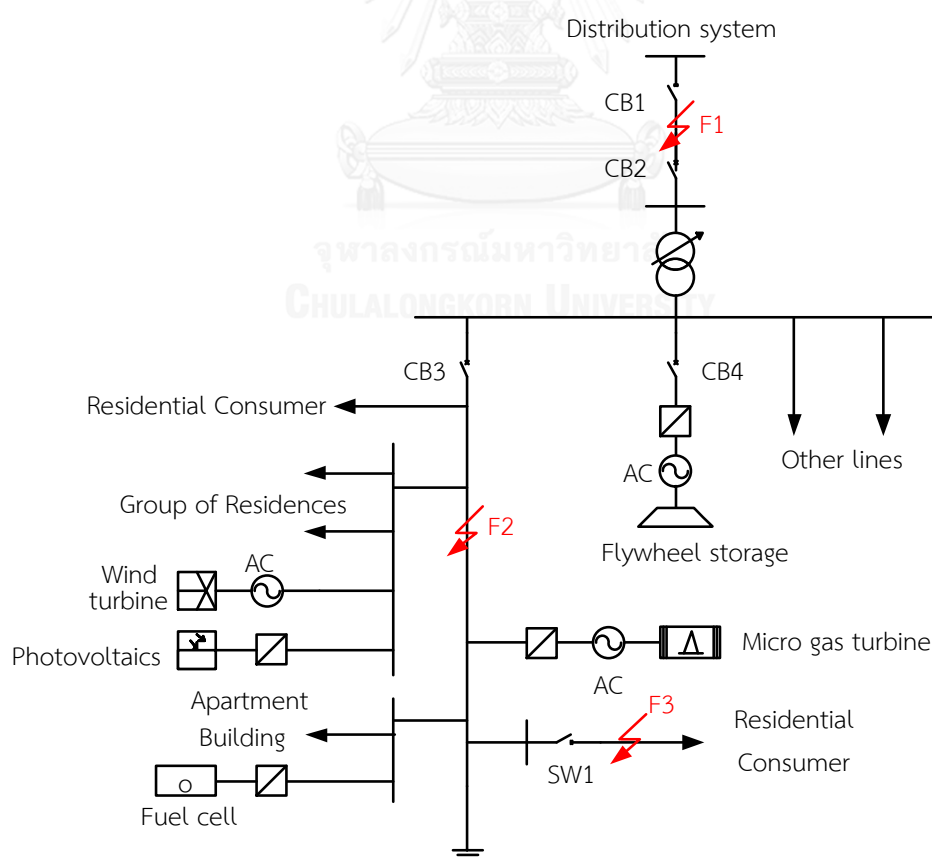
ภาพที่ 2.10 การป้องกันระบบไฟฟ้าแบบระยะทาง

2.2.2 รูปแบบการป้องกันไฟฟ้าสำหรับระบบไมโครกริดในแต่ละโหมดการทำงาน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอรูปแบบการป้องกันในระบบไมโครกริดที่เป็นไปได้ โดยคำนึงถึงรูปแบบการทำงาน และตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร พิจารณาตัวอย่างของระบบไมโครกริดที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า ภายในระบบไมโครกริดประกอบด้วยแหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Micro-source) อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน (Flywheel Storage) และโหลด โดยมีเซอร์กิตเบรกเกอร์ และสวิตช์ เป็นอุปกรณ์ป้องกันซึ่งติดตั้งในตำแหน่งดังภาพที่ 2.11 [36, 38]

การพิจารณารูปแบบการป้องกันที่เป็นไปได้ในระบบไมโครกริดนั้นจะจำลองเหตุการณ์ออกเป็น 2 กรณีตามโหมดการทำงานของระบบไมโครกริด คือ (1) โหมดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย และ (2) โหมดแยกตัวอิสระ และพิจารณารูปแบบการป้องกันจากการเกิดการลัดวงจรออกเป็น 3 เหตุการณ์ ตามตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร คือ

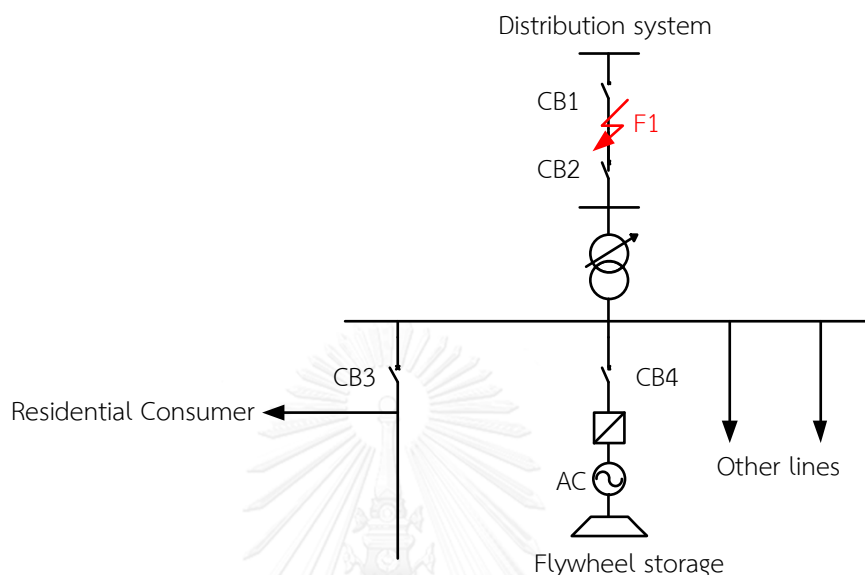
- (1) เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (F1)
- (2) เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไมโครกริด (F2)
- (3) เมื่อเกิดการลัดวงจรที่จุดโหลดในระบบไมโครกริด (F3)



ภาพที่ 2.11 ตัวอย่างระบบโครกริดที่พิจารณารูปแบบการป้องกัน

2.2.2.1 เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

เมื่อระบบไมโครกริดทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า และเกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ตำแหน่ง F1 ดังแสดงในภาพที่ 2.12



ภาพที่ 2.12 ระบบไมโครกริดทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า และเกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ตำแหน่ง F1

เมื่อเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง F1 ระบบป้องกันควรจะต้องสั่งให้ CB1 และ CB2 ปลดวงจรอย่างรวดเร็วซึ่งจะทำให้ระบบไมโครกริดแยกตัวออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างทันที เพื่อเป็นการป้องกันไม่ให้เกิดกระแสลัดวงจรที่มีค่าสูงจากระบบจำหน่ายไหลลงสู่ระบบไมโครกริด และเพื่อให้ระบบไมโครกริดยังคงสามารถทำงานอยู่ได้ ดังนั้น รูปแบบการป้องกันที่เป็นไปได้ของระบบไมโครกริดในการป้องกันการลัดวงจรที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่าย (ตำแหน่ง F1) คือ

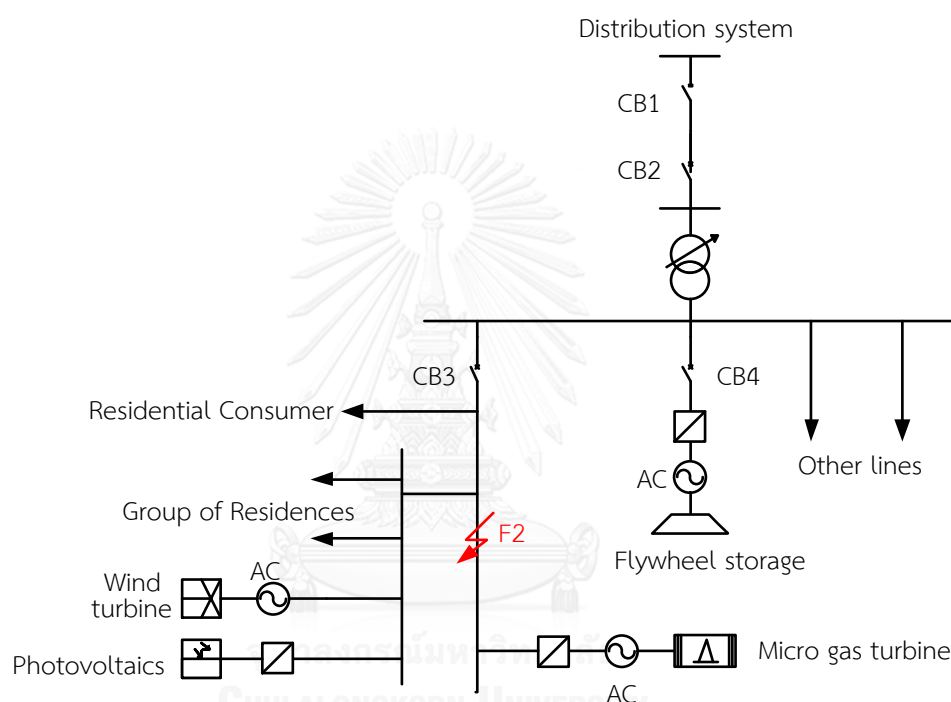
ตัวเลือกที่ (1) ติดตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่ตำแหน่ง CB1 ซึ่งจะสามารถสั่งการให้ CB2 ทำงานป้องกันได้ด้วย โดยการป้องกันกระแสเกินนี้สามารถป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้ โดยหลังจาก CB1 ปลดวงจร รีเลย์จะส่งสัญญาณให้ CB2 ทำการตัดวงจร เพื่อแยกระบบไมโครกริดออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตัวเลือกที่ (2) ติดตั้งรีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่ตำแหน่ง CB1 และติดตั้งรีเลย์ระยะทางที่ตำแหน่ง CB2 โดยรีเลย์ป้องกันกระแสเกินจะสั่งการให้ CB1 ทำงานเมื่อค่ากระแสที่ไหลผ่าน CB1 มีค่ามากกว่าค่าที่รีเลย์กำหนดไว้ และรีเลย์ระยะทางจะสั่งการให้ CB2 ทำงานโดยการวัดค่าอิมพีแดนซ์ของรีเลย์ระยะทาง

ตัวเลือกที่ (3) ติดตั้งรีเลย์ผลต่างระหว่าง CB1 และ CB2 ซึ่งในการใช้การป้องกันแบบผลต่างนี้จะต้องติดตั้งระบบสื่อสารร่วมด้วย เพื่อรับส่งข้อมูลระหว่างสองขั้ว ทำให้มีค่าใช้จ่ายในการป้องกันสูง เนื่องจากต้องติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารเพิ่ม

2.2.2.2 เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไมโครกริด

เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไมโครกริดที่ตำแหน่ง F2 ดังภาพที่ 2.13 จะสามารถพิจารณาการป้องกันที่เป็นไปได้ในแต่ละรูปแบบการทำงานได้ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 2.13 ระบบไมโครกริดเกิดการลัดวงจรขึ้นภายในระบบที่ตำแหน่ง F2

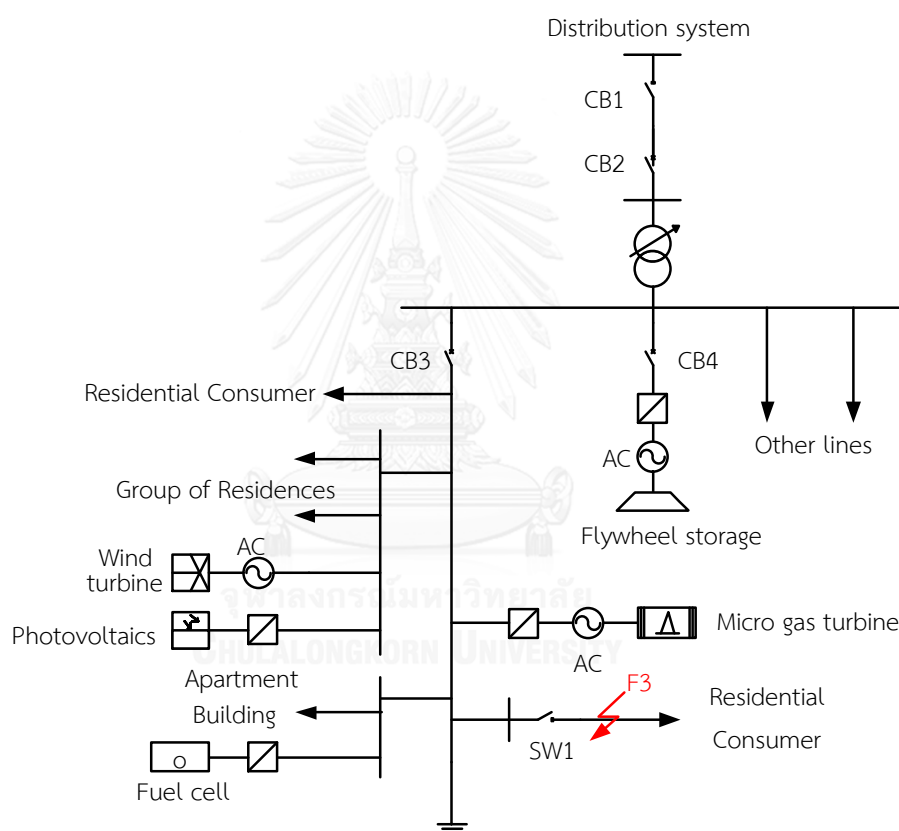
กรณีที่ (1) เมื่อระบบไมโครกริดทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า การป้องกันควรติดตั้งรีเลย์กระแสเกิน เนื่องจากเมื่อเกิดการลัดวงจรค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลจากระบบจำหน่ายมีค่าสูง ทำให้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินสั่งการให้ CB3 ตัดวงจร เพื่อป้องกันให้ระบบไมโครกริดส่วนที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไม่ได้รับความเสียหาย และให้ระบบในส่วนอื่นยังสามารถจ่ายไฟได้

กรณีที่ (2) เมื่อระบบไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ ในการป้องกันควรติดตั้งรีเลย์กระแสเกิน เพื่อป้องกันกระแสเกินที่เกิดจากการลัดวงจร แต่การป้องกันนี้จะสามารถทำงานได้อย่างถูกต้องเมื่ออุปกรณ์กักเก็บพลังงานจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ระบบไมโครกริดควบคู่กับแหล่งกำเนิดพลังงานอื่น เพื่อป้องกันการดำเนินงานที่ผิดพลาดการจึงควรติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม

ดังนั้น รูปแบบการป้องกันที่เป็นไปได้ในสำหรับป้องกันระบบไมโครกริดเมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบที่ตำแหน่ง F2 คือ ควรติดตั้งรีเลย์กระแสเกินที่ตำแหน่ง CB3 และติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่ม เช่น รีโคลสเซอร์ (Recloser) ที่ตำแหน่งถัดจาก CB3 เพื่อป้องกันการลัดวงจรที่ผิดพลาด และเพื่อให้ระบบไมโครกริดที่อยู่ด้านล่างตำแหน่งลัดวงจรสามารถทำการจ่ายไฟฟ้าต่อไปได้

2.2.2.3 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่จุดโหลดในระบบไมโครกริด

เมื่อเกิดการลัดวงจรที่จุดโหลดในระบบไมโครกริดที่ตำแหน่ง F3 ดังภาพที่ 2.14 จะสามารถพิจารณาการป้องกันที่เป็นไปได้ในแต่ละรูปแบบการทำงานได้ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 2.14 จุดโหลดในระบบไมโครกริดเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง F3

กรณีที่ (1) เมื่อระบบไมโครกริดทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า การป้องกัน ควรติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าลัดวงจร ได้แก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ขนาดเล็ก (Miniature Circuit Breaker, MCB) หรือฟิวส์ เพื่อปลดโหลดที่เกิดลัดวงจร และถ้าหากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าลัดวงจรไม่ทำงาน หรือทำงานช้าเกินกว่าค่าหน่วยเวลาที่กำหนดไว้ อุปกรณ์ป้องกันถัดไปที่ต้องทำงานคือ CB3 และเพื่อให้ระบบไมโครกริดทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพอาจทำการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มใน ตำแหน่งระหว่าง CB3 และ SW1

กรณีที่ (2) เมื่อระบบไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวอิสระ การป้องกันจะคล้ายคลึงกับการป้องกันในกรณีที่ 1 แต่เพื่อป้องกันการดำเนินงานผิดพลาดในขณะที่เกิดการลัดวงจรที่จุดโหลดและอุปกรณ์กักเก็บพลังงานทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ระบบ ควรใช้การป้องกันแบบกระแสเกินร่วมด้วย เนื่องจากเมื่อเกิดการลัดวงจรอุปกรณ์กักเก็บพลังงานอาจจ่ายค่ากระแสลัดวงจรสูงเข้าจุดโหลดที่เกิดการลัดวงจรซึ่งอาจทำให้จุดโหลดเกิดความเสียหายได้

จากรูปแบบการป้องกันที่เป็นไปได้ของระบบไมโครกริดโดยคำนึงถึงตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร และโหมดการทำงาน สามารถสรุปรูปแบบการป้องกันไฟฟ้าที่เป็นไปได้สำหรับใช้ในการป้องกันระบบไมโครกริดได้ดังตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 รูปแบบการป้องกันไฟฟ้าที่เป็นไปได้ในการป้องกันระบบไมโครกริด

รูปแบบการทำงาน	ตำแหน่งการลัดวงจร	รูปแบบการป้องกันไฟฟ้า		
		การป้องกันกระแสเกิน	การป้องกันแบบผลต่าง	การป้องกันแบบระยะทาง
โหมดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า	ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	✓	✗	✓ (\$\$)
	ในระบบไมโครกริด	✓	✓	✗
	จุดโหลด	✓	✓	✗
โหมดแยกตัวอิสระ	ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	✓	✓	✓ (\$\$)
	ในระบบไมโครกริด	✓ (I_{fly})	✓ (I_{fly})	✗
	จุดโหลด	✓ (I_{fly})	✓ (I_{fly})	✗

โดยเครื่องหมาย “✓” หมายถึง รูปแบบการป้องกันนี้สามารถป้องกันได้อย่างถูกต้อง, เครื่องหมาย “✓ (I_{fly})” หมายถึง รูปแบบการป้องกันนี้สามารถป้องกันได้อย่างถูกต้อง แต่อาจมีค่ากระแสลัดวงจรจากอุปกรณ์กักเก็บพลังงานที่สูง, เครื่องหมาย “✓ (\$\$)” หมายถึง รูปแบบการป้องกันนี้สามารถป้องกันได้อย่างถูกต้อง แต่อาจมีค่าใช้จ่ายสูง และเครื่องหมาย “✗” หมายถึง รูปแบบการป้องกันนี้ไม่สามารถป้องกันได้อย่างถูกต้อง

2.2.3 รูปแบบการป้องกันสำหรับการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด

จากตัวอย่างการเกิดลัดวงจรในระบบไมโครกริดที่มีโหมดการทำงาน และตำแหน่งการเกิดลัดวงจรที่แตกต่างกันในหัวข้อที่ 2.2.2 พบว่า ปัญหาหลักของการป้องกันในระบบไมโครกริดคือ ความแตกต่างระหว่างค่ากระแสลัดวงจรระหว่างโหมดเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า กับโหมดแยกตัวเป็นอิสระ ระบบไมโครกริดจึงจำเป็นต้องมีความไวในการตรวจจับความผิดปกติ และสั่งการให้อุปกรณ์ป้องกันทำการแยกส่วนที่เกิดการลัดวงจรที่เกิดขึ้นออกจากระบบได้อย่างรวดเร็วที่สุด โดยเฉพาะอย่างยิ่ง

ยิ่งเมื่อระบบมีแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่ ทำให้มีการจำกัดค่ากระแส ความผิดพลาด ดังนั้นการทำงาน และการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริดจึงมีความสำคัญมาก

ในหัวข้อนี้ได้นำเสนอรูปแบบการป้องกันสำหรับการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด เพื่อให้อุปกรณ์ป้องกันสามารถทำงานได้ครอบคลุมทุกโหมดการทำงานของระบบไมโครกริด โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ [39]

2.2.3.1 รูปแบบการป้องกันแบบผลต่าง

รูปแบบการป้องกันแบบผล (Differential protection scheme) ต่างนี้จะขึ้นอยู่กับความแตกต่างของคูลรีเลย์ป้องกันแบบมีทิศทางซึ่งสามารถค้นหา และแบ่งแยกจุดที่เกิดการลัดวงจรออกได้ โดยไม่มีผลกระทบต่ออุปกรณ์อื่น ๆ ในระบบจำหน่าย รูปแบบการป้องกันแบบผลต่างที่ได้รวบรวมเทคโนโลยีการป้องกันแบบดั้งเดิมนั้นเหมาะสมกับการป้องกันระบบไมโครกริดทั้งโหมดการเชื่อมต่อกับระบบ และโหมดแยกตัวเป็นอิสระ รูปแบบการป้องกันแบบผลต่างนี้จะมีทั้งแบบรวมศูนย์ (มีการตรวจสอบและประสานงานโดยการควบคุมศูนย์กลาง) และแบบท้องถิ่น (ขึ้นอยู่กับการสื่อสารระหว่างรีเลย์) ในรูปแบบรวมศูนย์การควบคุมส่วนกลางจะทำการตรวจสอบระบบไมโครกริด และปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันโดยพิจารณาค่าหนึ่งช่วงเวลาพร้อมด้วยเพื่อความถูกต้องมากยิ่งขึ้น รวมทั้งการส่งสัญญาณไปให้อุปกรณ์ป้องกันเมื่อมีการตรวจพบการลัดวงจร สำหรับรูปแบบการป้องกันผลต่างแบบท้องถิ่นได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้ในงานอุตสาหกรรม

2.2.3.2 รูปแบบการป้องกันแบบปรับได้

จากความแตกต่างระหว่างค่ากระแสลัดวงจรระหว่างโหมดเชื่อมต่อกับระบบ และโหมดแยกตัวเป็นอิสระก่อให้เกิดรูปแบบการป้องกันแบบปรับได้ในระบบไมโครกริด รูปแบบการป้องกันแบบปรับได้ (Adaptive protection scheme) ประกอบด้วยการปรับตั้งค่ารีเลย์ 2 ชุด โดยชุดแรกสำหรับโหมดเชื่อมต่อกับระบบ และชุดที่ 2 สำหรับโหมดแยกตัวเป็นอิสระ โดยรีเลย์จะต้องเลือกค่าปรับตั้งที่เหมาะสมเมื่อระบบไมโครกริดเปลี่ยนโหมดการทำงาน สำหรับโหมดแยกตัวเป็นอิสระ ลักษณะกราฟค่ากระแสต่อเวลาของรีเลย์กระแสเกินจะเปลี่ยนเป็นแบบทำงานทันที (Instantaneous) และ/หรือ แบบตีฟิไนท์ (Definite-time) ซึ่งการปรับค่ากระแสเกินนี้เพื่อทำการลดค่ากระแสลัดวงจร นอกจากนี้รูปแบบการป้องกันแบบปรับได้ยังสามารถปรับตั้งค่ารีเลย์ป้องกันได้อัตโนมัติตามการทำงานของระบบ

2.2.3.3 รูปแบบการป้องกันจากการวัดพารามิเตอร์อื่น ๆ

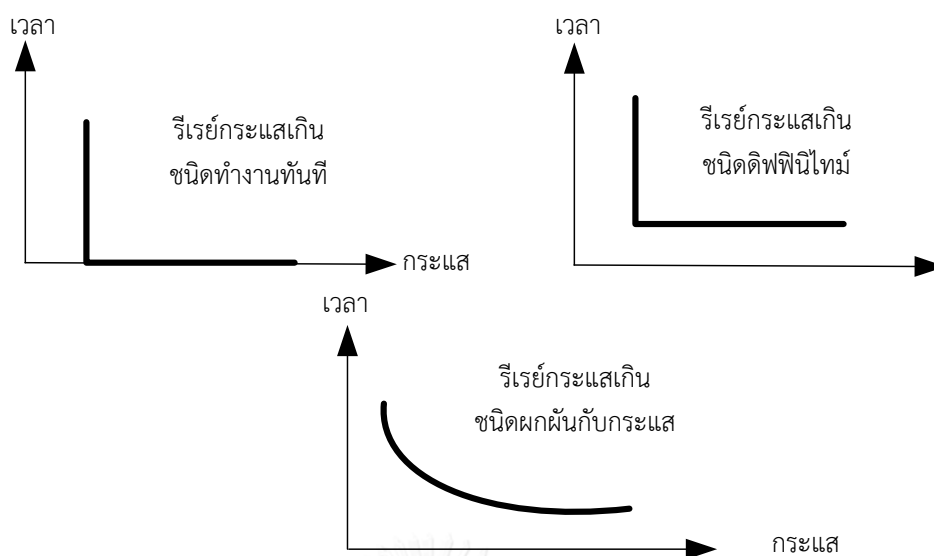
การวัดค่าแรงดัน หรือฮาร์โมนิกส์เป็นเทคนิคการตรวจสอบอีกทางเลือกหนึ่งที่ตรวจจับกระแสไฟฟ้าต่ำทำให้ทราบว่า การป้องกันกระแสเกินแบบดั้งเดิมไม่สามารถป้องกันได้ในโหมดแยกตัว เป็นอิสระ รูปแบบการป้องกันโดยใช้แรงดันไฟฟ้าจะใช้ในการตรวจจับจุดที่เกิดการลัดวงจร โดยการตรวจสอบส่วนประกอบ “d-q” ของแรงดันจุดที่เกิดการรบกวนกับแรงดันของระบบ อย่างไรก็ตามรูปแบบการตรวจจับแรงดันไฟฟ้านี้ อาจไม่ใช่วิธีการตรวจจับการเกิดลัดวงจรที่ถูกต้อง ดังนั้นรูปแบบการป้องกันนี้มักจะนำมาประยุกต์ใช้กับการตรวจสอบการเกิดลัดวงจรรูปแบบอื่น ๆ

2.2.4 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า

อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ามีหน้าที่ในการกำจัดการลัดวงจรที่เกิดขึ้นทั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และในระบบไมโครกริด เพื่อป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นต่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบ อุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริดนั้น ได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ และฟิวส์ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.2.4.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์

เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker, CB) เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ทำหน้าที่เปิดวงจรขณะที่ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะผิดปกติ โดยทั่วไปในระบบไฟฟ้า เซอร์กิตเบรกเกอร์จะติดตั้งอยู่ที่ต้นทางสายป้อนของระบบหรือหลังสถานีไฟฟ้าย่อย โดยทำหน้าที่ป้องกันสายป้อน และเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Backup protection) กรณีที่รีโคลสเซอร์ หรือฟิวส์ไม่สามารถทำงานได้ การทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์นั้นจะขึ้นกับประเภทของอุปกรณ์ตรวจจับสัญญาณความผิดปกติในการสั่งการให้เซอร์กิตเบรกเกอร์ทำการเปิดหรือปิดวงจรโดยอัตโนมัติ อุปกรณ์ดังกล่าวก็คือ รีเลย์ (Relay) ซึ่งรีเลย์ที่จะพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ คือ รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent relay) ดังนั้น เซอร์กิตเบรกเกอร์จะทำงานก็ต่อเมื่อกระแสที่ไหลผ่านเกินกว่าค่าที่ตั้งไว้ (Overcurrent protection) โดยลักษณะการทำงานของรีเลย์กระแสเกินสามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภท คือ (1) รีเลย์กระแสเกินชนิดทำงานทันที, (2) รีเลย์กระแสเกินชนิดดีฟินีไทม์ และ (3) รีเลย์กระแสเกินชนิดผกผันกับกระแส โดยคุณสมบัติกระแส - เวลาของรีเลย์กระแสเกินแต่ละชนิดมีลักษณะดังภาพที่ 2.15



ภาพที่ 2.15 คุณสมบัติกระแส - เวลาของรีเลย์กระแสเกิน

(1) รีเลย์กระแสเกินชนิดนี้ทำงานทันที (Definite current) จะทำงานเมื่อกระแสลัดวงจรมีค่าสูงถึงค่าที่กำหนดไว้ค่าหนึ่ง ซึ่งเรียกว่า ค่ากระแสปรับตั้ง (Pick up current) หากใช้ค่าระดับการลัดวงจรสูงสุด (Maximum fault level) ในการกำหนดค่ากระแสปรับตั้งของรีเลย์ เมื่อเกิดการลัดวงจรที่มีค่ากระแสต่ำกว่าที่กำหนดไว้ เซอร์กิตเบรกเกอร์จะไม่ทำงาน ในทางตรงข้าม หากใช้ค่าระดับกระแสลัดวงจรที่ต่ำเกินไปในการกำหนดค่ากระแสปรับตั้งของรีเลย์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ก็อาจจะทำงานโดยไม่พึงประสงค์ได้

(2) รีเลย์ชนิดดิฟฟินิทไทม์ (Definite time) สามารถกำหนดได้ทั้งค่ากระแส และเวลาทำงานเริ่มต้น โดยรีเลย์จะเริ่มทำงานเมื่อตรวจจับกระแสที่มีค่าสูงถึงกระแสเริ่มต้น และระยะเวลาที่กำหนดไว้ รีเลย์ตัวที่อยู่ใกล้จุดที่เกิดการลัดวงจรมากที่สุดจะถูกตั้งค่าให้เริ่มทำงานเร็วที่สุด รีเลย์ตัวที่อยู่ใกล้แหล่งกำเนิดไฟฟ้ามากกว่าก็จะถูกตั้งค่าให้ทำงานช้ากว่าตามลำดับ แต่ข้อเสียของรีเลย์ชนิดนี้ คือ เมื่อเกิดการลัดวงจรใกล้กับแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจรสูงรีเลย์อาจจะทำงานได้ไม่เร็วเท่าที่ควร เพราะต้องตั้งค่าระยะเวลาเริ่มทำงานให้ช้ากว่ารีเลย์ที่อยู่ไกลจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้ามากกว่า

(3) รีเลย์ชนิดผกผันกับกระแส (Inverse time) รีเลย์ชนิดนี้จะทำงานเร็วหรือช้าขึ้นอยู่กับขนาดกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน ถ้ากระแสลัดวงจรมีค่าสูงเวลาที่ใช้ในการทำงานจะเร็ว ถ้ากระแสลัดวงจรมีค่าต่ำเวลาที่ใช้ในการทำงานของรีเลย์จะช้าลง ตามมาตรฐาน IEC 60255 รีเลย์กระแสเกินชนิดเวลาผกผันกับกระแสสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทตามความผกผันในการทำงาน ได้แก่ Standard Inverse (SI), Very Inverse (VI) และ Extremely Inverse (EI) โดยรีเลย์แต่ละประเภทจะใช้เวลาในการตัดสินใจแตกต่างกัน โดยจะขึ้นอยู่กับเส้นโค้งคุณลักษณะกระแสแปรผกผันกับเวลา (Inverse time-current characteristic) ดังสมการที่ (2.1) [40]

$$t(I) = TDS \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pickup}} \right)^B - 1} \right] \quad (2.1)$$

โดย TDS คือ ค่าเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน (Time dial setting)

t คือ ระยะเวลาการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ (s)

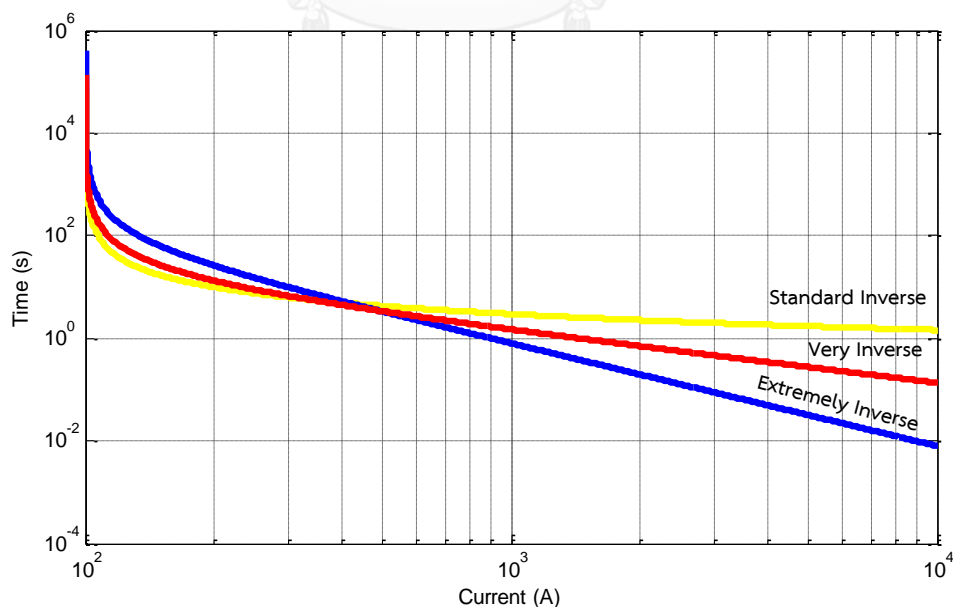
I คือ กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ (kA)

I_{pickup} คือ ค่ากระแสปรับตั้งที่เซอร์กิตเบรกเกอร์จะเริ่มทำงาน (kA)

สำหรับค่าพารามิเตอร์ A และ B เป็นค่าคงที่ซึ่งขึ้นอยู่กับประเภทคุณลักษณะการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์ แสดงได้ดังตารางที่ 2.7

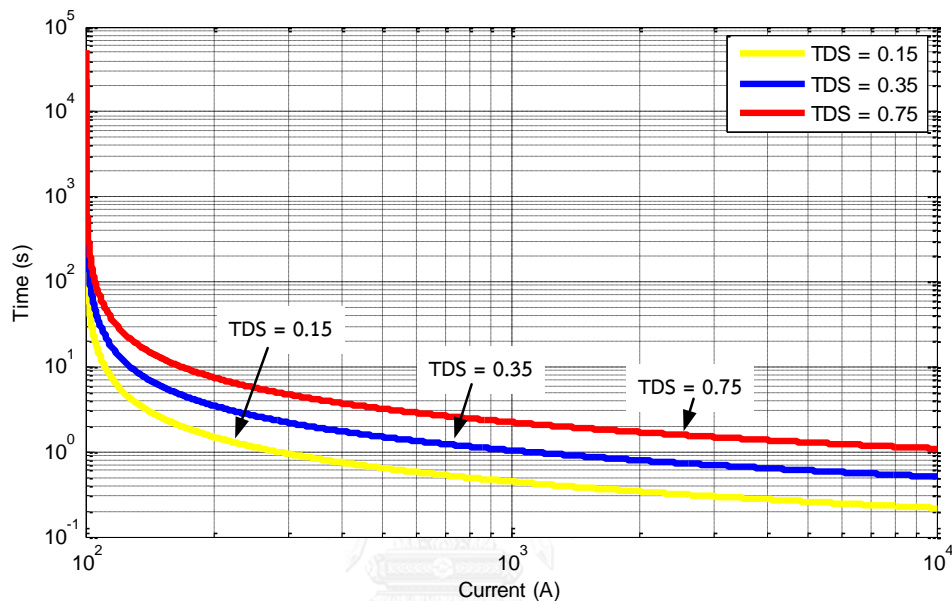
ตารางที่ 2.7 ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC 60255

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



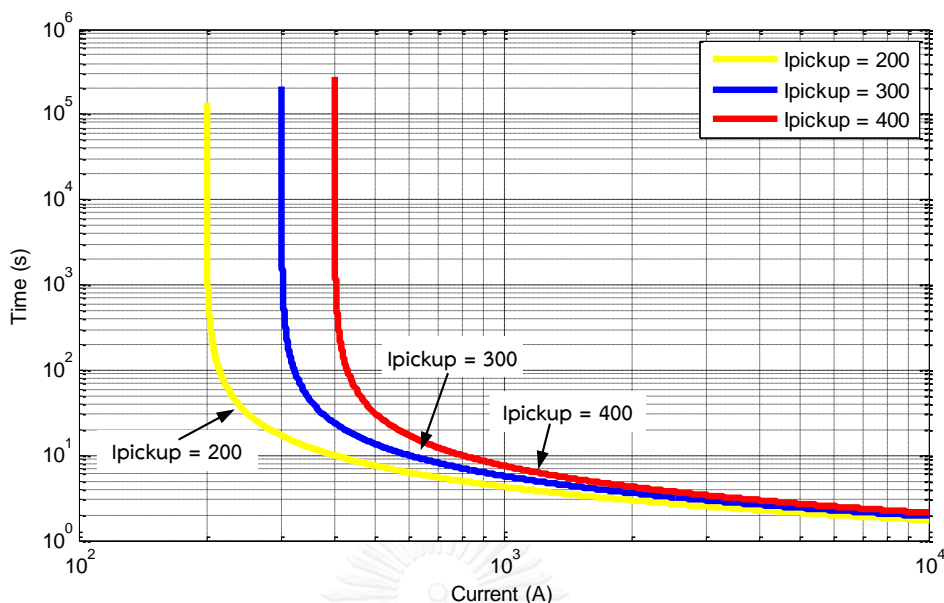
ภาพที่ 2.16 คุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินชนิดผกผันกับกระแสตามมาตรฐาน IEC

จากสมการที่ (2.1) จะเห็นได้ว่า สามารถปรับค่าเวลาการทำงานของรีเลย์ได้ ด้วยการกำหนดค่าเวลาปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกัน (TDS) ซึ่งค่า TDS ที่ปรับนี้จะไม่ทำให้กราฟคุณสมบัติกระแส - เวลาเปลี่ยนรูปร่างไป แต่จะทำให้เส้นกราฟขยับขึ้น หรือลงจากเดิม ซึ่งส่งผลให้ที่ค่ากระแสลัดวงจรเท่าเดิม เซอร์กิตเบรกเกอร์จะทำงานเร็วขึ้นหรือช้าลงจากเดิม ดังตัวอย่างในภาพที่ 2.17 (เมื่อกำหนดให้เป็นความผกผันแบบ SI และ $I_{pickup} = 100$ A)



ภาพที่ 2.17 คุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินที่ปรับค่าเวลาปรับตั้ง (TDS) ที่ค่าต่างกัน

นอกจากนี้ยังสามารถปรับค่ากระแสปรับตั้งที่เซอร์กิตเบรกเกอร์จะเริ่มทำงาน (I_{pickup}) เพื่อกำหนดให้รีเลย์เริ่มทำงานที่ค่ากระแสความผิดพลาดตามที่ต้องการ ดังแสดงในภาพที่ 2.18 (เมื่อกำหนดให้เป็นความผกผันแบบ SI และ $TDS = 1$)

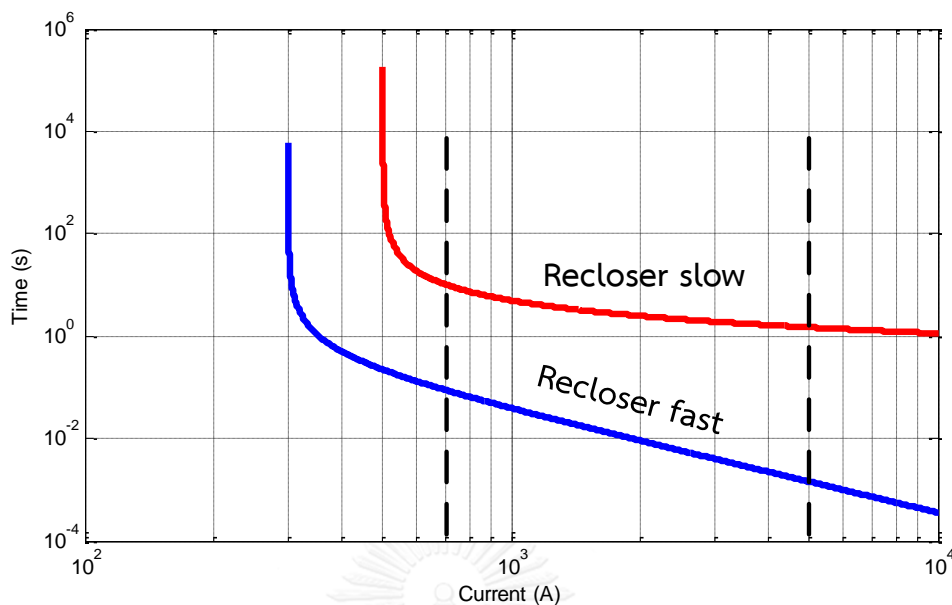


ภาพที่ 2.18 คุณสมบัติของรีเลย์กระแสเกินที่ปรับค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup}) ที่มีค่าต่างกัน

การปรับค่าการทำงานของค่า TDS และค่า I_{pickup} มีประโยชน์มากต่อการประสานสัมพันธ์ระหว่างรีเลย์กับอุปกรณ์ป้องกันชนิดอื่น ๆ โดยทั่วไปแล้วกระแสปรับตั้งที่รีเลย์กระแสจะเริ่มทำงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะถูกตั้งค่าไว้ที่ 1.5 - 2 เท่าของค่าพิกัดกระแสที่ไหลผ่านบริเวณที่ติดตั้งรีเลย์ [41]

2.2.4.2 รีโคลสเซอร์

รีโคลสเซอร์ (Recloser) เป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ในการตรวจจับและแยกการลัดวงจรแบบชั่วคราวออกจากการลัดวงจรแบบถาวร โดยการทำงานของรีโคลสเซอร์จะมีด้วยกัน 2 จังหวะ คือ จังหวะแรกเป็นการทำงานแบบเร็ว (Fast mode) และจังหวะที่สองเป็นการทำงานแบบช้า (Slow mode) เมื่อมีการลัดวงจรเกิดขึ้นในระบบ รีโคลสเซอร์จะทำงานเพื่อทำการเปิดวงจรโดยใช้ช่วงการทำงานแบบเร็ว เพื่อตรวจสอบว่าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นว่าเป็นแบบชั่วคราว หรือถาวร ถ้าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราวรีโคลสเซอร์จะสับกลับทำให้ระบบจะกลับคืนสู่ภาวะปกติ (Reclosure) อย่างไรก็ตาม ถ้าการลัดวงจรนั้นยังคงอยู่ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเป็นการลัดวงจรแบบถาวร รีโคลสเซอร์จะทำการเปิดวงจรโดยใช้ช่วงการทำงานแบบช้า โดยจะมีรีเลย์กระแสเกินทำหน้าที่ในการตรวจจับความผิดปกติของกระแสที่ไหลผ่านรีโคลสเซอร์ และส่งสัญญาณไปควบคุมในการเปิดวงจรของรีโคลสเซอร์ จากคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์ที่คล้ายกับคุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ และความสัมพันธ์ของเวลาและกระแสลัดวงจรในลักษณะเดียวกันตามสมการที่ (2.1) และจากสมการดังกล่าว สามารถแสดงตัวอย่างคุณลักษณะของรีโคลสเซอร์ได้ดังภาพ 2.19[42]



ภาพที่ 2.19 คุณลักษณะของรีโคลสเซอร์

2.2.4.3 ฟิวส์

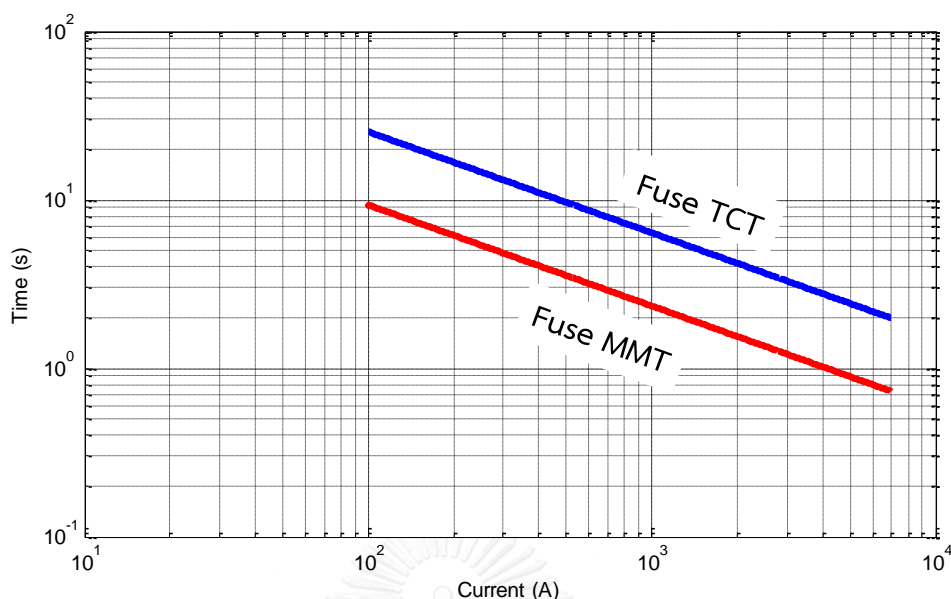
ฟิวส์ (Fuse) เป็นอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินชนิดหนึ่ง โดยใช้ความร้อนจากกระแสที่ไหลผ่านตัวฟิวส์ที่เกินค่าที่กำหนดไว้เป็นตัวทำการเปิดวงจร โดยมีค่าคุณลักษณะด้วยกัน 2 ค่า คือ ค่าหลอมละลายขั้นต่ำ (Minimum melting time, MMT) และค่าที่ใช้ในการหลอมละลายทั้งหมด (Total clearing time: TCT) ซึ่งเป็นขีดจำกัดทางด้านล่าง และด้านบนตามลำดับ ซึ่งสามารถประมาณคุณลักษณะของฟิวส์ด้วยฟังก์ชันอันดับสองของสมการเส้นโค้ง อย่างไรก็ตาม ช่วงกราฟที่พิจารณาสามารถประมาณให้เป็นเส้นตรงได้ ดังนั้น สมการทั่วไปของคุณลักษณะของฟิวส์จะเป็นไปตามสมการที่ (2.2) [43] ทั้งนี้ ตัวอย่างคุณลักษณะเวลาและกระแสของฟิวส์จะมีลักษณะดังภาพที่ (2.20)

$$\log(t) = a \log(I) + b \quad (2.2)$$

โดย a, b คือ สัมประสิทธิ์ที่ได้มาจากการปรับเส้นโค้ง (Curve fitting)

t คือ เวลาในการทำงานของฟิวส์ (วินาที)

I คือ กระแส (A)



ภาพที่ 2.20 คุณลักษณะของฟิวส์

โดยชนิดของฟิวส์ที่นิยมนำมาใช้งานจะมีด้วยกัน 2 ชนิด คือ K (Fast types) และ T (Slow types) สำหรับการเลือกใช้นั้นขึ้นอยู่กับอัตราส่วนความเร็ว (Speed Ratio: SR) ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.3)

$$SR = \frac{\text{กระแสลอมละลายต่ำสุดที่ทำให้ฟิวส์ทำงานที่ 0.1 วินาที}}{\text{กระแสลอมละลายต่ำสุดที่ทำให้ฟิวส์ทำงานที่ 300 วินาที}} \quad (2.3)$$

ฟิวส์ชนิด K จะมีค่า SR ประมาณ 6 - 8 และฟิวส์ชนิด T มีค่า SR ประมาณ 10 - 13 ตัวอย่างเช่น ฟิวส์ตัวหนึ่งขนาด 200 จะทำงานที่ 0.1 วินาทีเมื่อมีกระแส 4,400 A และจะทำงานที่ 300 วินาทีเมื่อมีกระแส 560 A ซึ่งจะคำนวณค่า SR ได้เท่ากับ 7.86 ดังนั้น ฟิวส์ตัวนี้จึงเป็นฟิวส์ชนิด 200K ในทางตรงกันข้ามฟิวส์อีกตัวหนึ่งขนาด 200 A เช่นกัน แต่จะทำงานที่ 0.1 วินาทีเมื่อมีกระแส 6,500 A และจะทำงานที่ 300 วินาทีเมื่อมีกระแส 520 A ซึ่งจะคำนวณได้ ค่า SR เท่ากับ 12.5 จึงถือว่าฟิวส์นี้เป็นฟิวส์ชนิด 200T

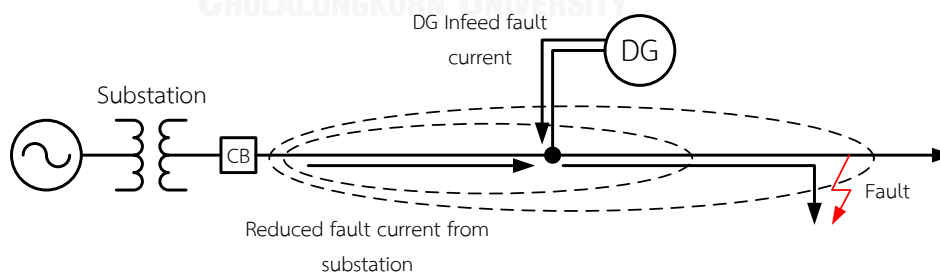
ฟิวส์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้งานนั้นคือฟิวส์ชนิด K ซึ่งขนาดของฟิวส์ที่นิยมเลือกใช้ คือ 6 A, 10 A, 15 A, 25 A, 40 A, 65 A, 100 A, 140 A และ 200 A โดยจะใช้ในการจัดลำดับการทำงาน ร่วมกับกับอุปกรณ์ป้องกันชนิดอื่น ส่วนขนาดที่ไม่นิยมใช้ คือ 8 A, 12 A, 20 A, 30 A, 50 A และ 80 A แต่จะนำมาใช้ในการป้องกันหม้อแปลง และคาปาซิเตอร์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแทน [41]

2.2.5 ผลกระทบจากการมีแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่ออุปกรณ์ป้องกันกระแส

เนื่องจากระบบไมโครกริดเป็นระบบไฟฟ้าปกติที่มีการติดตั้งแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม (แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว) ซึ่งหากเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล แบบปกติเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า กระแสลัดวงจรจะไหลในทิศทางเดียว แต่เมื่อมีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ากับระบบไฟฟ้าเพิ่มเติม และในตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรจะมีการกระแสลัดวงจรจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวไหลมาสมทบด้วย จึงทำให้กระแสลัดวงจรรวม ณ ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรเพิ่มสูงขึ้น ดังนั้นในการพิจารณาการปรับตั้งค่าในระบบไมโครกริดจึงต้องพิจารณาไม่ให้เกิดผลกระทบจากการมีแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่ออุปกรณ์ป้องกันกระแส โดยผลกระทบสามารถจำแนกออกได้เป็นประเภทต่างๆ ดังนี้

2.2.5.1 การลดขอบเขตอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า

เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเชื่อมต่ออยู่ กระแสลัดวงจร ณ ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรจะมีค่าสูงขึ้น ซึ่งจะทำให้ในขอบเขตการตรวจจับการลัดวงจร (Reach) ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าลดลง (Reduction of reach) ทำให้ในบางกรณีอุปกรณ์ป้องกันไม่สามารถตรวจจับการลัดวงจรได้ เพราะกระแสลัดวงจรที่ตรวจพบต่ำกว่าค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน (Pickup current) โดยก่อนติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ขอบเขตการตรวจจับการลัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันที่ต้นสายไฟฟ้า สามารถครอบคลุมไปยังปลายสายไฟฟ้าได้ แต่ภายหลังติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวขอบเขตการตรวจจับการลัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกันที่ต้นสายไฟฟ้า จะมีระยะทางการครอบคลุมที่สั้นลง ดังภาพที่ 2.21



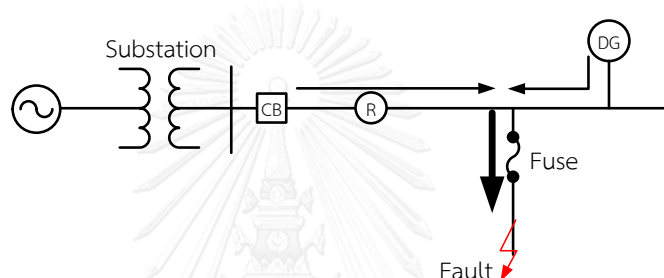
ภาพที่ 2.21 การลดขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

2.2.5.2 การทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน

อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะประกอบด้วย เซอร์กิตเบรกเกอร์, รีโคลสเซอร์ และ ฟิวส์ เมื่อเกิดการลัดวงจร ณ ตำแหน่งใดตำแหน่งหนึ่งของสายป้อนย่อย อุปกรณ์ป้องกันที่ควรทำงานเป็นลำดับแรก คือ รีโคลสเซอร์ (ในจังหวะการทำงานเร็ว หรือ Fast mode) จะทำการเปิดวงจร

ชั่วคราว และหากการลัดวงจรดังกล่าวเป็นการลัดวงจรแบบถาวร (Permanent fault) ฟิวส์จึงทำงานเป็นอุปกรณ์ถัดมาเพื่อตัดการเชื่อมต่อของสายป้อนย่อยต่อระบบไฟฟ้าหลักซึ่งนับเป็นการป้องกันให้โหลด สายไฟฟ้า และ อุปกรณ์ต่างๆ ในสายป้อนย่อยให้มีความปลอดภัย

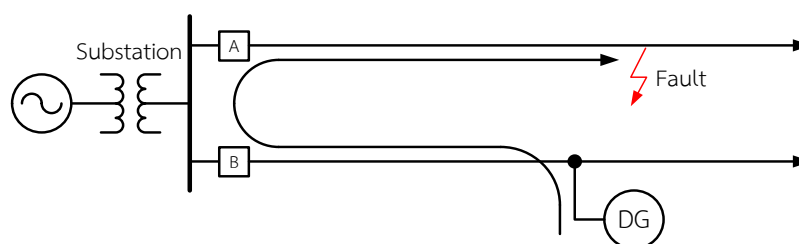
แต่เมื่อเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบไฟฟ้า อาจทำให้กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านฟิวส์เพิ่มขึ้นจนเกินกระแสลัดวงจรสูงสุด ทำให้ฟิวส์ทำงานก่อนรีโคลสเซอร์ ดังรูปที่ 2.22 ซึ่งในบางกรณีหากการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราว การที่ฟิวส์ทำงานนี้จะเป็นการทำงานโดยไม่จำเป็นและเป็นการทำให้การเกิดไฟฟ้าดับแบบชั่วคราวเป็นการเกิดไฟฟ้าดับแบบถาวร โหลดในบริเวณสายป้อนนั้นเกิดไฟฟ้าดับเป็นเวลานานขึ้น อีกทั้งยังทำให้สูญเสียทั้งเวลาและค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนฟิวส์ของเจ้าหน้าที่การไฟฟ้าอีกด้วย



ภาพที่ 2.22 การทำงานผิดพลาดดับของอุปกรณ์ป้องกัน

2.2.5.3 การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน

การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน (Sympathetic tripping) คือ อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสามารถตรวจจับการลัดวงจรในสายป้อนข้างเคียงที่ไม่ได้เกิดการลัดวงจรได้ ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานโดยไม่จำเป็นดังภาพที่ 2.23



ภาพที่ 2.23 การทำงานนอกขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกัน

ในสภาวะปกติหากเกิดการลัดวงจร เซอร์กิตเบรกเกอร์ A จะทำงานเท่านั้น แต่เมื่อเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ามาในระบบไฟฟ้า แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะจ่ายกระแสลัดวงจรย้อนกลับไปยังตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร ทำให้ในบางโอกาสเซอร์กิตเบรกเกอร์ B ซึ่งไม่จำเป็นต้องทำงานสำหรับการเกิดการลัดวงจรในตำแหน่งนี้ ทำงานก่อนเซอร์กิตเบรกเกอร์ A ได้

บทที่ 3

การวิเคราะห์ระบบไมโครกริด

การออกแบบระบบไฟฟ้าโดยเฉพาะระบบป้องกันไฟฟ้าจำเป็นต้องทราบถึงสถานะการทำงานของระบบไฟฟ้าทั้งในสภาวะปกติ และสภาวะฉุกเฉิน (เกิดการลัดวงจร) เช่น ขนาดและมุมของแรงดันในแต่ละบัส รวมทั้งการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายไฟฟ้า เป็นต้น เมื่อพิจารณาในสภาวะฉุกเฉินการลัดวงจรไฟฟ้าสามารถเกิดได้หลายรูปแบบ โดยการลัดวงจรแบบสามเฟสมีโอกาสเกิดน้อยที่สุดแต่มีความรุนแรงมากที่สุด ซึ่งกระแสที่เกิดในสภาวะปกติและขณะเกิดการลัดวงจรจะถูกนำไปปรับตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ สำหรับการกำหนดตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันจะใช้การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้เป็นหลัก ดังนั้น บทนี้จึงนำเสนอการวิเคราะห์ระบบไมโครกริดโดยแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อ คือ (1) การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า, (2) การคำนวณกระแสลัดวงจร และ (3) การประเมินความเชื่อถือได้

3.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าเป็นการวิเคราะห์การส่งและรับกำลังไฟฟ้าของแต่ละบัสด้วยการคำนวณหาขนาดและมุมของแรงดันที่บัสนั้น เพื่อนำไปใช้คำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Active power) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) ที่ส่งหรือรับจากบัส และยังรวมถึงการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ไหลบนสายไฟฟ้าด้วย สมมติฐานแรกในการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าจะกำหนดให้สายไฟฟ้าต่อเฟสถูกจำลองด้วยวงจรสมมูลแบบ π และสายไฟฟ้าแต่ละเส้นจะมีค่าแอดมิตแตนซ์ที่แตกต่างกันตามชนิดและความยาวของสาย เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้า N บัสจะสามารถสร้างแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (Bus admittance matrix) ที่ระบุค่าแอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่อกับบัสแต่ละบัสในระบบไฟฟ้าได้ดังสมการที่ (3.1) ทั้งนี้ ค่าสมาชิกของแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์จะถูกแทนด้วย Y_{ij}

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} \quad (3.1)$$

โดย Y_{ij} คือ สมาชิกแถวที่ i และหลักที่ j ของแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (Ω^{-1})

$|Y_{ij}|$ คือ ขนาดของแอดมิตแตนซ์ (Ω^{-1})

θ_{ij} คือ มุมของแอดมิตแตนซ์ (องศา)

ก่อนการวิเคราะห์การไหลกำลังไฟฟ้าต้องกำหนดแรงดันแต่ละบัสให้อยู่ในรูปของพิกัดเชิงขั้ว (Polar form) ดังสมการที่ (3.2) และอาศัยหลักการ Kirchhoff's Current Law (KCL) จะสามารถคำนวณกระแสไฟฟ้าสุทธิที่ไหลเข้าสู่บัส i (Net injected current) ในรูปสมาชิกแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ได้ดังสมการที่ (3.3) ตามลำดับ

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos(\delta_i) + j |V_i| \sin(\delta_i) \quad (3.2)$$

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_n = \sum_{j=1}^n Y_{ij}V_j \quad (3.3)$$

หากกำหนดให้ P_i และ Q_i แทนกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนสุทธิที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าที่บัส i (Net injected power) กำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าบัส i ของระบบไฟฟ้า n บัส จะสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.4) และ (3.5)

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* \quad (3.4)$$

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (3.5)$$

เมื่อแทนสมาชิกแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ตามสมการที่ (3.1) และแรงดันแต่ละบัสตามสมการที่ (3.2) ลงในสมการที่ (3.5) จะสามารถจัดรูปกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าใหม่ได้ดังสมการที่ (3.6)

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij} V_i V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j - \delta_i \quad (3.6)$$

โดย P_i คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i (W)
 Q_i คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i (VAr)
 Y_{ij} คือ สมาชิกแถวที่ i และหลักที่ j ของแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (Ω^{-1})
 V_i คือ แรงดันที่บัส i (V)
 V_j คือ แรงดันที่บัส j (V)

เมื่อจัดรูปสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าตามสมการที่ (3.6) ให้อยู่ในรูปส่วนจริงและส่วนจินตภาพ หรือก็คือ กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไหลเข้าบัส i ของระบบไฟฟ้า n บัส จะได้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้างดังสมการที่ (3.7) และ (3.8) ตามลำดับ

$$P_i = |V_i| \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.7)$$

$$Q_i = -|V_i| \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.8)$$

จากสมการที่ (3.7) และ (3.8) จะเห็นได้ว่าสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าทั้งสองมีคุณสมบัติไม่เป็นเชิงเส้น ทำให้ต้องใช้วิธีการแก้สมการแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Non-linear equation) และมักใช้คอมพิวเตอร์ในการหาผลเฉลยด้วยการวนซ้ำอย่างมีรูปแบบ (Iterative method) ซึ่งกระบวนการ

ดังกล่าวนี้มีหลายวิธี เช่น วิธีของเกาส์ (Gauss method), วิธีของเกาส์-ไซเดล (Gauss-Seidel method) หรือ วิธีของนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson method) เป็นต้น ทั้งนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะหาผลเฉลยของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน เนื่องจากสามารถหาคำตอบได้อย่างถูกต้อง และการลู่ออกของคำตอบเป็นไปอย่างรวดเร็ว

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้ายังจำแนกประเภทของจุดเชื่อมต่อทางไฟฟ้าหรือประเภทของบัสออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ บัสอ้างอิง บัสควบคุมแรงดัน และบัสโหลด

▪ บัสอ้างอิง

บัสอ้างอิง (Reference bus หรือ Slack bus) เป็นบัสที่เชื่อมต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ ทำหน้าที่ชดเชยกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่สูญเสียไปในระบบไฟฟ้าเพื่อให้ระบบเกิดความสมดุลของกำลังไฟฟ้า โดยบัสอ้างอิงจะควบคุมขนาดของแรงดัน ($|V|$) และมุมของแรงดัน (δ) ให้คงที่ ส่วนกำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ยอมให้เปลี่ยนแปลงได้ แต่ต้องมีค่าอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้ การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าส่วนมาก จะกำหนดให้บัสที่เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ หนึ่งบัสให้เป็นบัสอ้างอิงสำหรับระบบไฟฟ้านั้นๆ

▪ บัสควบคุมแรงดัน

บัสควบคุมแรงดัน (Voltage controlled bus หรือ PV bus) เป็นบัสใดๆ ที่เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายกเว้นบัสอ้างอิง โดยบัสควบคุมแรงดันมีการควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง (P) และขนาดของแรงดันไฟฟ้า ($|V|$) ให้คงที่ ส่วนกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) และมุมของแรงดันไฟฟ้า (δ) จะสามารถเปลี่ยนแปลงได้ แต่ต้องมีค่าอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้

▪ บัสโหลดหรือโหลดบัส

บัสโหลด (Load bus หรือ PQ bus) เป็นบัสของระบบไฟฟ้าที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือเป็นบัสที่มีโหลดเชื่อมต่ออยู่ บัสประเภทนี้จะควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง (P) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Q) ให้คงที่ ส่วนขนาด ($|V|$) และมุมของแรงดัน (δ) สามารถเปลี่ยนแปลงได้ แต่ต้องอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้

ตารางที่ 3.1 ตัวแปรที่ถูกกำหนดในบัสแต่ละประเภท

ประเภทบัส	ตัวแปรที่ควบคุมให้มีค่าคงที่	ตัวแปรที่สามารถเปลี่ยนแปลงค่าได้
บัสอ้างอิง	$ V $ และ δ	P และ Q
บัสควบคุมแรงดัน	P และ $ V $	Q และ δ
บัสโหลด	P และ Q	$ V $ และ δ

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน จะเปลี่ยนสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าให้อยู่ในรูปแบบสมการเชิงเส้นโดยใช้หลักการกระจายของอนุกรมเทเลอร์ (Taylor series expansion) รอบจุดเริ่มต้น การหาผลเฉลยการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน จะละลายพจน์ที่เกิดจากการกระจายอนุกรมเทเลอร์ในอนุพันธ์อันดับสองขึ้นไป ดังนั้น จากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าตามสมการที่ (3.7) และ (3.8) จะสามารถจัดรูปสมการให้อยู่ในรูปความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นเมตริกซ์ได้ดังสมการที่ (3.9)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

โดย ΔP คือ ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริง (p.u.)
 ΔQ คือ ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าเสมือน (p.u.)
 $\Delta \delta$ คือ ความคลาดเคลื่อนของมุมแรงดันไฟฟ้า (radian)
 $\Delta |V|$ คือ ความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันไฟฟ้า (p.u.)
 J_1, J_2, J_3, J_4 คือ เมตริกซ์จาโคเบียนย่อย (Sub-Jacobian Matrix) ที่ 1, 2, 3, 4

สมาชิกของ ΔP และ ΔQ สามารถคำนวณได้จากความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนในแต่ละบัสดังสมการที่ (3.10) และ (3.11) ตามลำดับ

$$\Delta P_i = P_{i,sch} - P_{i,calc} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{i,calc} \quad (3.10)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sch} - Q_{i,calc} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{i,calc} \quad (3.11)$$

โดย ΔP_i คือ ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i (p.u.)
 ΔQ_i คือ ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i (p.u.)
 $P_{i,sch}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i (p.u.)
 $Q_{i,sch}$ คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i (p.u.)
 P_{gi} คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายให้บัส i (p.u.)
 P_{di} คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i (p.u.)
 Q_{gi} คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายให้บัส i (p.u.)
 Q_{di} คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i (p.u.)
 $P_{i,calc}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่คำนวณได้จากสมการที่ (4.7) สำหรับบัส i (p.u.)
 $Q_{i,calc}$ คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่คำนวณได้จากสมการที่ (4.8) สำหรับบัส i (p.u.)

สำหรับแต่ละสมาชิกในเมตริกซ์จาคอเบียนย่อยของระบบไฟฟ้าขนาด n บัสจะมีค่าดังสมการที่ (3.12) โดยมุมของแรงดัน (δ) และมุมของแอดมิตแตนซ์ (θ) ในเมตริกซ์จาคอเบียนจะใช้เป็นแบบเรเดียน

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \textcircled{J_1} & \vdots & \vdots & \textcircled{J_2} & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \textcircled{J_3} & \vdots & \vdots & \textcircled{J_4} & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n,calc}}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{n,calc}}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

สมาชิกของ J_1

สมาชิกในแนวทแยงมุม :
$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.13)$$

สมาชิกนอกแนวทแยงมุม :
$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j); i \neq j \quad (3.14)$$

สมาชิกของ J_2

สมาชิกในแนวทแยงมุม :
$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.15)$$

สมาชิกนอกแนวทแยงมุม :
$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j); i \neq j \quad (3.16)$$

สมาชิกของ J_3

สมาชิกในแนวทแยงมุม :
$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.17)$$

สมาชิกนอกแนวทแยงมุม :
$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j); i \neq j \quad (3.18)$$

สมาชิกของ J_4

$$\text{สมาชิกในแนวทแยงมุม : } \frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_i|} = -2|V_i||Y_{ii}|\sin\theta_{ii} - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n |V_j||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.19)$$

$$\text{สมาชิกนอกแนวทแยงมุม : } \frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_j|} = -|V_i||Y_{ij}|\sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) ; i \neq j \quad (3.20)$$

อย่างไรก็ตาม การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสันตามสมการที่ (3.9) จำเป็นต้องคำนวณซ้ำหลายรอบ เพื่อนำไปปรับขนาดและมุมของแรงดันในแต่ละบัส และนำไปใช้เป็นค่าเริ่มต้นในการคำนวณรอบถัดไป ดังสมการที่ (3.21) และ (3.22) ตามลำดับ จนกระทั่งความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนทุกบัสในระบบมีค่าน้อยกว่าที่กำหนดไว้จึงหยุดการคำนวณ

$$|V_i^{k+1}| = |V_i^k| + \Delta|V_i^k| \quad (3.21)$$

$$\delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta\delta_i^k \quad (3.22)$$

โดย $|V_i^{k+1}|$ คือ ขนาดแรงดันจากการคำนวณรอบที่ $k+1$ ของบัส i (p.u.)

$|V_i^k|$ คือ ขนาดแรงดันจากการคำนวณรอบที่ k ของบัส i (p.u.)

$\Delta|V_i^k|$ คือ ค่าความคลาดเคลื่อนของขนาดแรงดันจากการคำนวณรอบที่ k ของบัส i (p.u.)

δ_i^{k+1} คือ มุมแรงดันจากการคำนวณรอบที่ $k+1$ ของบัส i (เรเดียน)

δ_i^k คือ มุมแรงดันจากการคำนวณรอบที่ k ของบัส i (เรเดียน)

$\Delta\delta_i^k$ คือ ค่าความคลาดเคลื่อนของมุมแรงดันจากการคำนวณรอบที่ k ของบัส i (เรเดียน)

รายละเอียดการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีขนาด n บัสดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดค่าเริ่มต้น

- ค่าความคลาดเคลื่อน ϵ
- มุม δ_i^0 และขนาด $|V_i^0|$ ของแรงดัน
- จำนวนกำลังไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i

$$P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di} \quad \text{และ} \quad Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di}$$

ขั้นตอนที่ 2 คำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน

- คำนวณหา $\Delta P_i^k = P_{i,sch}^k - P_{i,calc}^k$ และ $\Delta Q_i^k = Q_{i,sch}^k - Q_{i,calc}^k$

ขั้นตอนที่ 3 สร้างเมตริกซ์จาโคเบียนของระบบไฟฟ้าตามสมการที่ (3.12) ถึง (3.20)

ขั้นตอนที่ 4 คำนวณค่าความคลาดเคลื่อนมุมและขนาดของแรงดันในแต่ละบัส

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_i^k \\ \Delta|V_i^k| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i^k \\ \Delta Q_i^k \end{bmatrix}$$

ขั้นตอนที่ 5 ปรับปรุงมุมและขนาดของแรงดันในแต่ละบัส

$$\delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta\delta_i^k \text{ และ } |V_i^{k+1}| = |V_i^k| + \Delta|V_i^k|$$

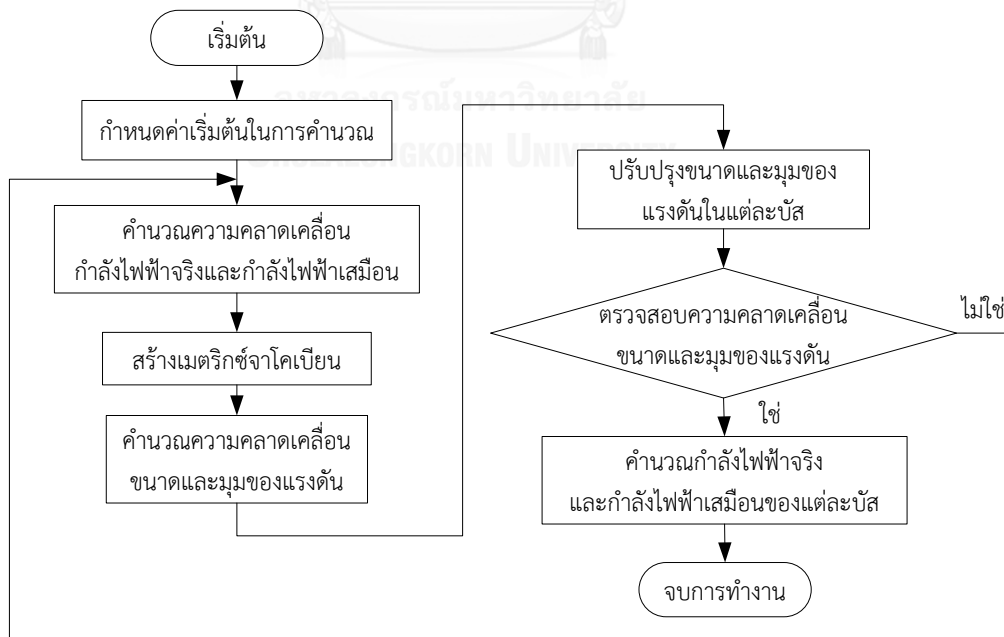
ขั้นตอนที่ 6 ตรวจสอบค่ามุมของแรงดัน $|\Delta\delta_i^k|$ และ ขนาดแรงดัน $\Delta|V_i^k|$ ว่ามีค่าน้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อน ε ที่กำหนดไว้หรือไม่

▪ หากค่า $|\Delta\delta_i^k|$ และ $\Delta|V_i^k|$ มีค่ามากกว่า ε ให้ย้อนกลับไปขั้นตอนที่ 2

▪ หากค่า $|\Delta\delta_i^k|$ และ $\Delta|V_i^k|$ มีค่าน้อยกว่า ε ให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 7

ขั้นตอนที่ 7 คำนวณกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าของแต่ละบัส ตามสมการที่ (3.7) และ (3.8) ด้วยแรงดันที่คำนวณได้จากขั้นตอนที่ 5

สามารถสรุปขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน ได้ดังแผนผังในภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

3.2 การคำนวณกระแสลัดวงจร

ขณะเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าจะต้องตรวจจับความผิดปกติของระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง เช่น กระแส แรงดัน เป็นต้น เพื่อที่จะเปิดวงจรไฟฟ้าส่วนที่เกิดการลัดวงจร การคำนวณกระแสลัดวงจรจึงเป็นส่วนสำคัญในการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละประเภทโดยเฉพาะรีเลย์กระแสเกิน การลัดวงจรในระบบไฟฟ้าเป็นสภาวะที่ระบบไฟฟ้าเกิดความผิดปกติซึ่งเกิดจากหลายสาเหตุ เช่น การชำรุดของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า ภัยธรรมชาติ หรือความประมาทของผู้ปฏิบัติงาน เป็นต้น การลัดวงจรทางไฟฟ้ามีหลายรูปแบบ ได้แก่ การลัดวงจรแบบสามเฟส แบบหนึ่งเฟสลงดิน แบบสองเฟส และแบบสองเฟสลงดิน ซึ่งการลัดวงจรแต่ละรูปแบบมีความรุนแรงและโอกาสการเกิดขึ้นไม่เท่ากัน โดยการลัดวงจรแบบสามเฟสมีโอกาสเกิดขึ้นน้อยที่สุดแต่มีความรุนแรงมาก ในทางกลับกันการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินมีโอกาสดังกล่าวเกิดขึ้นมากที่สุดแต่มีความรุนแรงน้อย

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาระบบไมโครกริดที่มีทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส และแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่ออยู่ ซึ่งการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะอาศัยการดูดกลืนพลังงานแสงอาทิตย์ที่อยู่ในรูปความเข้มแสง แล้วเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะอยู่ในรูปของไฟฟ้ากระแสตรง หากต้องการนำไปเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าต้องเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเสียก่อนด้วยอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ จึงทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งสองประเภทมีการคำนวณกระแสลัดวงจรที่แตกต่างกัน

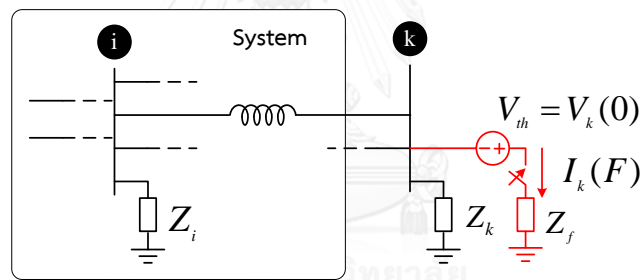
3.2.1 การคำนวณกระแสลัดวงจรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส

การคำนวณกระแสลัดวงจรของระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสมีด้วยกันหลายวิธีการ เช่น วิธีลดทอนระบบไฟฟ้า (Network reduction) หรือวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix) เป็นต้น แต่วิธีที่นิยมนำมาใช้มากที่สุดจะเป็นการคำนวณแบบอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ เพราะสามารถคำนวณกับระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่และซับซ้อนได้ การคำนวณกระแสลัดวงจรด้วยวิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ จะใช้หลักการของทฤษฎีเทวินิน (Thevenin's theorem) กล่าวคือการเปลี่ยนแปลงแรงดันของระบบไฟฟ้าในขณะที่เกิดการลัดวงจรที่บัส k ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_f จะเปรียบเสมือนการเพิ่มแรงดันเทวินิน $V_{th} = V_k(0)$ ที่บัส k และการลัดวงจรที่บัส k จะทำให้แรงดันเปลี่ยนไปด้วยเวกเตอร์ $\Delta \mathbf{V}_{bus}$ โดยแรงดันที่บัสขณะเกิดการลัดวงจร $\mathbf{V}_{bus}(F)$ จะคำนวณได้ด้วยหลักการวางซ้อน (Superposition) ของแรงดันก่อนเกิดการลัดวงจร $\mathbf{V}_{bus}(0)$ และแรงดันที่เปลี่ยนแปลงขณะเกิดการลัดวงจร $\Delta \mathbf{V}_{bus}$ ดังสมการที่ (3.23)

$$\mathbf{V}_{bus}(F) = \mathbf{V}_{bus}(0) + \Delta \mathbf{V}_{bus} \quad (3.23)$$

การลัดวงจรแต่ละประเภทจะมีการคำนวณแตกต่างกัน โดยการลัดวงจรแบบสามเฟสจะเป็นการลัดวงจรที่มีลักษณะสมมูลจึงมีเพียงองค์ประกอบสมมาตรในอันดับบวกเท่านั้น ส่วนการลัดวงจรในลักษณะแบบไม่สมมูล (แบบหนึ่งเฟสลงดิน แบบสองเฟส และแบบสองเฟสลงดิน) จะประกอบด้วยองค์ประกอบสมมาตรในอันดับบวก อันดับลบ และอันดับศูนย์ อย่างไรก็ตาม สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการลัดวงจรแบบสามเฟส เนื่องจากมีความรุนแรงมากที่สุดจึงเหมาะสมในการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน

การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault) เกิดจากการที่สายตัวนำทั้งสามเส้นของระบบไฟฟ้าแบบสามเฟสเกิดการลัดวงจรพร้อมกัน ซึ่งการลัดวงจรแบบสามเฟสจะมีลักษณะสมมาตรจึงทำให้ในบางครั้งอาจเรียกรวมการลัดวงจรลักษณะนี้เป็นการลัดวงจรแบบสมมูล (Symmetrical fault) การลัดวงจรประเภทนี้มีโอกาสเกิดขึ้นเพียงร้อยละ 2 [44] แต่จะมีความรุนแรง (ขนาดกระแสลัดวงจร) มากที่สุด หากกำหนดให้เกิดการลัดวงจรที่บัส k ผ่านอิมพีแดนซ์ Z_f จะสามารถจำลองเป็นวงจรสมมูลได้ดังภาพที่ 3.2 โดยกระแสลัดวงจร แรงดันในแต่ละบัส และกระแสที่ไหลในสายจะมีค่าตามสมการที่ (3.24) ถึง (3.26)



ภาพที่ 3.2 วงจรสมมูลขณะเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟส

$$\text{กระแสลัดวงจรที่บัส } k : I_k(F) = \frac{V_k(0)}{Z_{kk} + Z_f} \quad (3.24)$$

$$\text{แรงดันขณะเกิดการลัดวงจรในบัส } i \text{ ใดๆ} : V_i(F) = V_i(0) - \frac{Z_{ik}}{Z_{kk} + Z_f} V_k(0) \quad (3.25)$$

$$\text{กระแสลัดวงจรที่ไหลจากบัส } i \text{ ไปบัส } j : I_{ij}(F) = \frac{V_i(F) - V_j(F)}{Z_{ij}} \quad (3.26)$$

โดย $I_k(F)$ คือ กระแสลัดวงจรที่บัส k (p.u.)

$I_{ij}(F)$ คือ กระแสลัดวงจรที่ไหลจากบัส i ไปบัส j (p.u.)

$V_k(0)$ คือ แรงดันก่อนการลัดวงจรที่บัส k (p.u.)

$V_i(0)$ คือ แรงดันก่อนการลัดวงจรที่บัส i (p.u.)

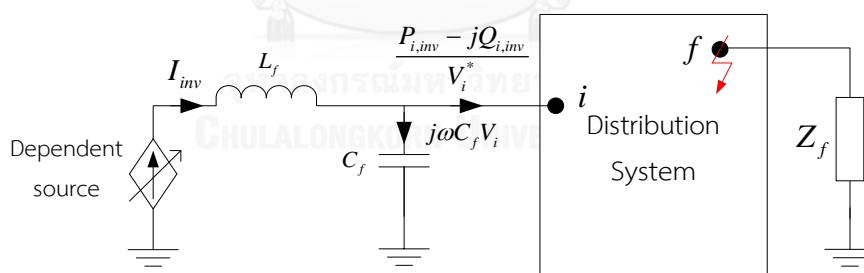
$V_i(F)$ คือ แรงดันขณะเกิดการลัดวงจรที่บัส i (p.u.)

- $V_j(F)$ คือ แรงดันขณะเกิดการลัดวงจรที่บัส j (p.u.)
 Z_f คือ อิมพีแดนซ์ของการลัดวงจร (p.u.)
 Z_{ik} คือ อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ที่ตำแหน่ง (i, k) (p.u.)
 Z_{kk} คือ อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ที่ตำแหน่ง (k, k) (p.u.)
 Z_{ij} คือ อิมพีแดนซ์ของสายตัวนำจากบัส i ไปบัส j (p.u.)

3.2.2 การคำนวณกระแสลัดวงจรของแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

เมื่อเกิดการลัดวงจรภายในระบบไฟฟ้าจะทำให้แรงดันที่บัสต่างๆ ในระบบไฟฟ้ารวมทั้งบัสที่มีการเชื่อมต่อเซลล์แสงอาทิตย์อยู่เกิดการเปลี่ยนแปลง แหล่งผลิตไฟฟ้าจะพยายามจ่ายกระแสเพิ่มขึ้นเพื่อรักษาระดับแรงดันให้กลับอยู่ในสภาวะปกติ แต่ก่อนการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะต้องผ่านอินเวอร์เตอร์ ซึ่งอินเวอร์เตอร์นี้จะมีคุณสมบัติในการจำกัดกระแสลัดวงจรที่จ่ายออกไปให้ระบบไว้ที่ 1.2 – 1.5 เท่าของกระแสปกติ [45] สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้เซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกระแสลัดวงจรไม่เกิน 1.5 เท่าของกระแสปกติ

วงจรสมมูลของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์จะประกอบไปด้วยแหล่งกำเนิดไฟฟ้าอิสระ (Dependent source) ตัวเหนี่ยวนำ (L_f) ของตัวกรอง (Filter) และตัวเก็บประจุ (C_f) หากเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ที่บัส i เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้าที่บัส f ดังภาพที่ 3.3 อินเวอร์เตอร์จะจ่ายกระแสลัดวงจร (I_{inv}) เข้าไปในระบบไฟฟ้างดสมการที่ (3.27) [46, 47]



ภาพที่ 3.3 กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

$$I_{inv} = \frac{P_{i,inv} - jQ_{i,inv}}{V_i^*} + j\omega C_f V_i \quad (3.27)$$

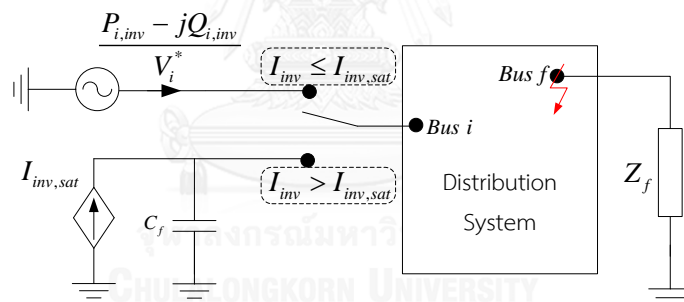
- โดย I_{inv} คือ กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า (p.u.)
 $P_{i,inv}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์ที่บัส i (p.u.)
 $Q_{i,inv}$ คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์ที่บัส i (p.u.)
 C_f คือ ค่าของตัวเก็บประจุของตัวกรอง (ฟารัด)
 V_i คือ แรงดันที่บัส i (p.u.)

อย่างไรก็ตาม หากกระแสลัดวงจรที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์ตามสมการที่ (3.27) มีค่ามากกว่า 1.5 เท่าของกระแสปกติ กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายจะถูกจำกัดให้มีค่าเท่ากับ 1.5 เท่าของกระแสปกติ ตามสมการที่ (3.28)

$$I_{inv,sat} = 1.5 \times \left(\frac{P_{i,inv} - jQ_{i,inv}}{V_{i,pref}^*} \right) \quad (3.28)$$

โดย $I_{inv,sat}$ คือ กระแสลัดวงจร 1.5 เท่าของกระแสปกติที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์
 $V_{i,pref}$ คือ แรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่บัส i

กล่าวโดยสรุป ขณะที่เกิดการลัดวงจรขึ้นภายในระบบไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์จะทำการตรวจสอบเงื่อนไขว่ากระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบไฟฟ้า หากกระแสที่อินเวอร์เตอร์จ่ายออกไป (I_{inv}) มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ 1.5 เท่าของกระแสปกติ ($I_{inv,sat}$) กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าจะมีไม่มีการเปลี่ยนแปลง แต่ถ้าหากมีค่ามากกว่า 1.5 เท่าของกระแสปกติ กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าจะถูกจำกัดให้มีค่าเป็น 1.5 เท่าของกระแสปกติ ($I_{inv,sat}$) ซึ่งวงจรสมมูลของการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์ทั้งสองกรณีแสดงได้ดังภาพที่ 3.4



ภาพที่ 3.4 วงจรสมมูลของอินเวอร์เตอร์ที่จ่ายกระแสลัดวงจรเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

โดยปกติการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจะใช้หลักการทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theorem) ด้วยสมมติที่แหล่งกำเนิดแรงดันจะเป็นอิสระต่อกัน จึงสามารถใช้หลักการซ้อนทับของแรงดัน (Superposition method) ในการคำนวณได้ แต่อินเวอร์เตอร์จะประพฤติตัวเป็นแหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไม่เป็นอิสระต่อแหล่งกำเนิดแรงดันหรือกระแส ดังนั้น การคำนวณกระแสลัดวงจรของระบบไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์ จะต้องอาศัยการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน ที่มีการแก้ไขสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าบางประการ ร่วมกับวิธี บัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix)

ในสภาวะปกติกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนสามารถคำนวณได้จากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าตามสมการที่ (3.7) และ (3.8) แต่เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอินเวอร์เตอร์เชื่อมเข้าสู่

ระบบที่บัส i จะมีผลของกำลังไฟฟ้าจริง ($P_{i,inv}$) และกำลังไฟฟ้าเสมือน ($Q_{i,inv}$) ที่อินเวอร์เตอร์จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมในพจน์ที่สอง ดังสมการที่ (3.29) และ (3.30) ตามลำดับ

$$P_{i,calc} = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - P_{i,inv} \quad (3.29)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - Q_{i,inv} \quad (3.30)$$

ในสถานะที่ไม่ปกติ (เกิดการลัดวงจร) ภายในระบบไฟฟ้าจะต้องตรวจสอบกระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายออกไปมีค่ามากกว่า 1.5 เท่าของกระแสปกติหรือไม่ ตามที่ได้กล่าวไปแล้วข้างต้น ดังนั้น จึงทำให้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไปด้วย โดยแบ่งออกเป็น 2 กรณีเช่นกัน

กรณีที่ 1 กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าระบบมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ 1.5 เท่าของกระแสปกติ สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าจะไม่เปลี่ยนแปลง กล่าวคือ สมการที่ (3.29) และ (3.30)

กรณีที่ 2 กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าระบบมีค่ามากกว่า 1.5 เท่าของกระแสปกติ จะถูกจำกัดกระแสลัดวงจรให้เป็น 1.5 เท่าของกระแสปกติ จึงทำให้สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงไป ดังสมการที่ (3.31) และ (3.32)

$$P_{i,calc} = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |V_i| |I_{inv,sat}| \cos(\alpha_{inv,sat} - \delta_i) \quad (3.31)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) + |V_i| |I_{inv,sat}| \sin(\alpha_{inv,sat} - \delta_i) \quad (3.32)$$

โดย $I_{inv,sat}$ คือ กระแสลัดวงจร 1.5 เท่าของกระแสปกติที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์ มีค่าดังสมการที่ (3.28) (p.u.)

$\alpha_{inv,sat}$ คือ มุมของกระแส $I_{inv,sat}$ (เรเดียน)

สำหรับเหตุผลที่สมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเปลี่ยนไปในกรณีที่ 2 สามารถอธิบายได้ คือ เมื่อเชื่อมต่อกับอินเวอร์เตอร์ที่บัส i จะทำให้กระแสที่ไหลเข้าบัสมีค่าดังสมการที่ (3.33)

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{|V_i| \angle -\delta_i} + |I_{inv,sat}| \angle \alpha_{inv,sat} \quad (3.33)$$

เมื่อแทนสมการที่ (3.33) ลงในสมการการไหลของกระแสที่ไหลเข้าบัสตามสมการที่ (3.3) จะสามารถคำนวณหา กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i ได้ดังสมการที่ (3.34)

$$P_i - jQ_i = |V_i| \left| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \angle(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |V_i| |I_{inv,stat}| \angle(\alpha_{inv,stat} - \delta_i) \right| \quad (3.34)$$

เมื่อกระจายสมการที่ (3.34) ให้อยู่ในรูปส่วนจริงและส่วนจินตภาพ จะสามารถคำนวณหา กำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนในขณะที่ถูกจำกัดกระแสลัดวงจรที่จ่ายออกจากอินเวอร์เตอร์ไม่เกิน 1.5 ของกระแสปกติได้ตามสมการที่ (3.31) และ (3.32) ตามที่อธิบายไปข้างต้น

เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีนี้ 2 จึงทำให้สมการการหาผลเฉลยด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสันเปลี่ยนแปลงไปด้วย จึงมีผลโดยตรงต่อการหาค่าสมาชิกในเมตริกซ์จาร์โคเบียน เพราะกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่จ่ายให้กับระบบไฟฟ้าขึ้นอยู่กับขนาดและมุมเฟสของแรงดันตามพจน์ที่สองในสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (สมการที่ (3.31) และ (3.32)) ทำให้สมการอัตราการเปลี่ยนแปลงเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม โดยสมาชิกเมตริกซ์จาร์โคเบียนเฉพาะพจน์ที่แยงมุมเกิดการเปลี่ยนแปลงดังต่อไปนี้

พจน์ที่แยงมุมของ J_1

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^N |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |V_i| |I_{inv,stat}| \sin(\alpha_{inv,stat} - \delta_i) \quad (3.35)$$

พจน์ที่แยงมุมของ J_2

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos(\theta_{ii}) + \sum_{j \neq i}^N |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |I_{inv,stat}| \cos(\alpha_{inv,stat} - \delta_i) \quad (3.36)$$

พจน์ที่แยงมุมของ J_3

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^N |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |V_i| |I_{inv,stat}| \cos(\alpha_{inv,stat} - \delta_i) \quad (3.37)$$

พจน์ที่แยงมุมของ J_4

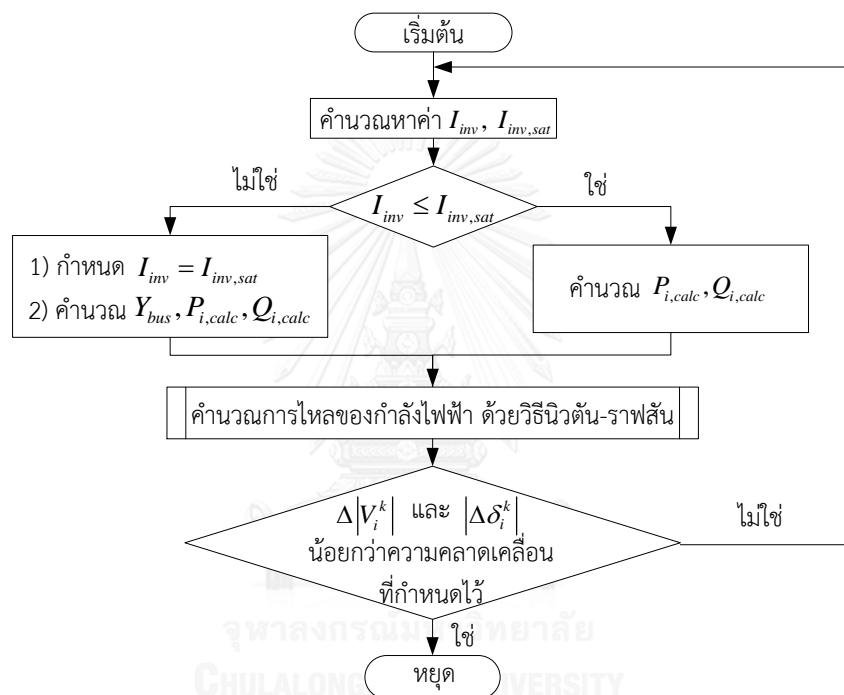
$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin(\theta_{ii}) - \sum_{j \neq i}^N |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) + |I_{inv,stat}| \sin(\alpha_{inv,stat} - \delta_i) \quad (3.38)$$

สำหรับสมาชิกในเมตริกซ์จาร์โคเบียนในสภาวะปกติ และสภาวะที่เกิดการลัดวงจรกรณีอินเวอร์เตอร์จ่ายกระแสลัดวงจรน้อยกว่าหรือเท่ากับ 1.5 เท่าของกระแสปกติ ตามสมการไหลของกำลังไฟฟ้าในสมการที่ (3.29) และ (3.30) จะไม่เปลี่ยนแปลง

จากที่ได้กล่าวมาทั้งหมด สามารถสรุปขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสันสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (อินเวอร์เตอร์) สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีขนาด n บัสได้ 2 สภาวะคือ

(1) **สภาวะปกติ** สมการไหลของกำลังไฟฟ้าจะคำนึงถึงกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าสู่ไฟฟ้าจะมีค่าตั้งสมการที่ (3.29) และ (3.30) และขั้นตอนการคำนวณตามที่อธิบายในหัวข้อที่ 3.1

(2) **สภาวะลัดวงจร** ต้องพิจารณาเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ 1 กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าระบบมีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ 1.5 เท่าของกระแสปกติ และ กรณีที่ 2 กระแสลัดวงจรที่อินเวอร์เตอร์จ่ายเข้าระบบมีค่ามากกว่า 1.5 เท่าของกระแสปกติ ซึ่งทั้ง 2 กรณีจะมีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่แตกต่างกัน โดยสามารถสรุปเป็นขั้นตอนดังแผนผังในภาพที่ 3.5



ภาพที่ 3.5 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะลัดวงจรสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์

รายละเอียดแต่ละขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะลัดวงจรสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์ตามแผนผังในรูปที่ 3.4 มีดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดค่าเริ่มต้น

- ค่าความคลาดเคลื่อน ϵ
- แรงดัน $|V_i^0|$ และมุมเฟส δ_i^0
- จำนวนกำลังไฟฟ้าที่ได้รับการจัดสรรในแต่ละบัส i

$$P_{i,sch} = P_{gi} - P_{di} \text{ และ } Q_{i,sch} = Q_{gi} - Q_{di}$$

ขั้นตอนที่ 2 คำนวณค่ากระแสลัดวงจรของอินเวอร์เตอร์ทั้ง 2 กรณี

$$I_{inv} = \frac{P_{i,inv} - jQ_{i,inv}}{V_i^*} + j\omega C_f V_i \text{ และ } I_{inv,sat} = 1.5 \times \left(\frac{P_{i,inv} - jQ_{i,inv}}{V_{i,pref}^*} \right)$$

ขั้นตอนที่ 3

เปรียบเทียบกระแส I_{inv} และ $I_{inv,sat}$

- หากค่า I_{inv} มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ $I_{inv,sat}$ สร้างเมตริกซ์จาร์โคเบียนตามสมการที่ (3.12) ถึง (3.20) และข้ามไปขั้นตอนที่ 4
- หากค่า I_{inv} มีค่ามากกว่า $I_{inv,sat}$
 - จำกัดกระแสให้ I_{inv} มีค่าเท่ากับ $I_{inv,sat}$
 - เปลี่ยนแปลง Y_{bus} โดยรวมผลของ C_f ในวงจร
 - แก้ไขสมการกำลังไฟฟ้า

$$P_{i,calc} = |V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |V_i| |I_{inv,sat}| \cos(\alpha_{inv,sat} - \delta_i)$$

$$Q_{i,calc} = -|V_i| \sum_{j=1}^N |Y_{ij}| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) + |V_i| |I_{inv,sat}| \sin(\alpha_{inv,sat} - \delta_i)$$

- สร้างเมตริกซ์จาร์โคเบียนตามสมการที่ (3.14), (3.16), (3.18), (3.20) และ (3.35) ถึง (3.38)

ขั้นตอนที่ 4

คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี นิวตัน-ราฟสัน

- คำนวณหา $\Delta P_i^k = P_{i,sch}^k - P_{i,calc}^k$ และ $\Delta Q_i^k = Q_{i,sch}^k - Q_{i,calc}^k$

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_i^k \\ \Delta |V_i^k| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_i^k \\ \Delta Q_i^k \end{bmatrix}$$

- ปรับปรุงขนาดและมุมของแรงดันในทุกๆบัส

$$|V_i^{k+1}| = |V_i^k| + \Delta |V_i^k| \text{ และ } \delta_i^{k+1} = \delta_i^k + \Delta \delta_i^k$$

ขั้นตอนที่ 5

ตรวจสอบค่า $\Delta |V_i^k|$ และ $|\Delta \delta_i^k|$ ว่ามีค่าน้อยกว่า ϵ หรือไม่

- หากค่า $\Delta |V_i^k|$ และ $|\Delta \delta_i^k|$ มีค่ามากกว่า ϵ กลับไปทำขั้นตอนที่ 2
- หากค่า $\Delta |V_i^k|$ และ $|\Delta \delta_i^k|$ มีค่าน้อยกว่า ϵ จึงหยุดการคำนวณ

ขั้นตอนที่ 6

จบการคำนวณ และได้รับขนาดและมุมของแรงดันในแต่ละบัสขณะเกิดการลัดวงจร

$$|V_i^{k+1}| \text{ และ } \delta_i^{k+1}$$

3.3 การประเมินความเชื่อถือได้

ความเชื่อถือได้เป็นหนึ่งในห้าประเด็นยุทธศาสตร์ตามแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart grid) ของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 โดยได้กำหนดให้ต้องพัฒนาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ ซึ่งมีดัชนีชี้วัดสัมฤทธิ์ผล (Key achievement indices, KAIs) จำนวน 2 ดัชนี คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี) และจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี) เพื่อให้ระบบไมโครกริดเป็นไปตามดัชนีชี้วัดจึงควรมีการปรับปรุงความเชื่อถือได้อย่างถูกวิธี เนื่องจากจุดเด่นของระบบไมโครกริดที่สามารถที่จะบริหารจัดการโหลดภายในระบบได้แต่ต้องมีวิธีการกำหนดตำแหน่งและตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันให้ถูกต้องเหมาะสม

ผู้ให้บริการไฟฟ้าจะต้องให้หลักประกันกับผู้ใช้ไฟฟ้าในการส่งกำลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างมีคุณภาพและต่อเนื่อง ระบบไฟฟ้าต้องมีความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าได้ไปยังจุดจำหน่ายไฟฟ้าในปริมาณที่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า และเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดไว้ หรือก็คือ ระบบไฟฟ้าต้องมีความเชื่อถือได้ (Reliability) นั้นเอง อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาลงไป คำจำกัดความของความเชื่อถือได้สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเด็น คือ (1) ความเพียงพอของระบบ (System adequacy) และ (2) ความมั่นคงของระบบ (System security)

■ ความเพียงพอของระบบ (System adequacy)

ความเพียงพอของระบบ คือ ความสามารถของระบบไฟฟ้าที่สามารถส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดไปยังจุดจำหน่ายไฟฟ้าในปริมาณที่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ายังคงทำงานได้ภายใต้ค่าพิกัดหรือค่ามาตรฐานที่กำหนด เช่น ระดับแรงดันไฟฟ้า หรือระดับกระแสไฟฟ้าในสายส่ง เป็นต้น ซึ่งการศึกษาความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องกับความเพียงพอของระบบจะเป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state condition)

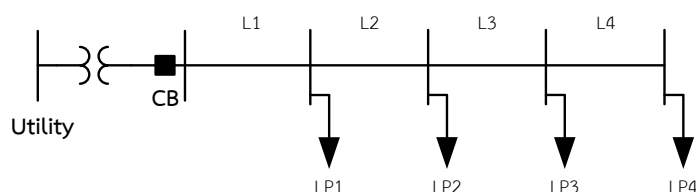
■ ความมั่นคงของระบบ (System security)

ความมั่นคงของระบบ คือ ความสามารถของระบบไฟฟ้าที่สามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดซึ่งเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้า เช่น เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบหรืออุปกรณ์ในระบบเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะเป็นการวิเคราะห์ในสภาวะพลวัต (Dynamic condition)

3.3.1 การประเมินความเชื่อถือได้ที่จุดโหลด

โดยทั่วไประบบจำหน่ายไฟฟ้าจะเป็นแบบเรเดียล (Radial power system) ที่มีลักษณะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานไฟฟ้าเข้าไปในระบบเพียงด้านเดียว และมีโครงข่ายไฟฟ้าแยกย่อยออกไปสำหรับจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือโหลด (Load) ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

แบบเรเดียลจะประกอบด้วยกลุ่มอุปกรณ์ทางไฟฟ้าเชื่อมต่อกันแบบอนุกรม อาทิเช่น สายตัวนำ สายเคเบิล บัสบาร์ หรืออุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่าง ๆ เป็นต้น ตัวอย่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลแสดงได้ดังภาพที่ 3.6



ภาพที่ 3.6 ตัวอย่างของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

ดังนั้น ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดใด ๆ (Reliability indices at load point) จึงขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ที่เชื่อมต่ออยู่ระหว่างจุดจ่ายไฟ กับจุดโหลดนั้น ซึ่งอุปกรณ์แต่ละชนิดจะมีคุณลักษณะที่แตกต่างกัน อย่างไรก็ตาม สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลดจะพิจารณาคูณสมบัติของอุปกรณ์ 3 ประเภท ได้แก่ (1) อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ (Average failure rate), (2) ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์เกิดการล้มเหลวในหนึ่งปี (Average annual outage time) และ (3) ระยะเวลาเฉลี่ยที่ทำให้อุปกรณ์ที่เกิดการล้มเหลวกลับคืนสู่สภาวะการทำงานได้ตามปกติ (Average repair time) ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ [48, 49]

▪ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยที่จุดโหลด

อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยที่จุดโหลด หมายถึง ความถี่ของการล้มเหลวหรือการที่ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลดได้ โดยคำนวณจากผลรวมของอัตราเหตุการณ์ล้มเหลวของแต่ละอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าที่จุดโหลดนั้น ดังสมการที่ (3.39)

$$\lambda_i = \sum_{k=1}^n \lambda_k \quad (3.39)$$

โดย λ_i คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยที่จุดโหลด i (ครั้ง/ปี)

λ_k คือ อัตราการล้มเหลวเฉลี่ยของอุปกรณ์ที่ k (ครั้ง/ปี)

n คือ จำนวนอุปกรณ์ทั้งหมด

▪ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องต่อปีที่จุดโหลด

ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์ หมายถึง ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมทั้งหมดในหนึ่งปีของจุดโหลด ซึ่งสามารถคำนวณได้จากความสัมพันธ์ของอัตราเหตุการณ์ล้มเหลวและเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์ล้มเหลว (ระยะเวลาซ่อมแซม) ของแต่ละอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าที่จุดโหลดนั้น ดังสมการที่ (3.40)

$$U_i = \sum_{k=1}^n r_k \lambda_k \quad (3.40)$$

โดย U_i คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องที่จุดโหลด i ภายในหนึ่งปี (ชั่วโมง/ปี)

r_k คือ ระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของอุปกรณ์ที่ k (ชั่วโมง/ครั้ง)

■ ระยะเวลาเฉลี่ยที่จุดโหลดเกิดการล้มเหลว

ระยะเวลาเฉลี่ยที่จุดโหลดเกิดเหตุการณ์ล้มเหลว หมายถึง ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยที่จุดโหลดเกิดเหตุขัดข้อง หรือเกิดไฟฟ้าดับ ณ จุดโหลด จนสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามปกติ ซึ่งสามารถคำนวณได้จาก ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์ล้มเหลว (ระยะเวลาซ่อมแซม) ของแต่ละอุปกรณ์ที่อยู่ในเส้นทางไหลของกำลังไฟฟ้าที่จุดโหลดนั้น ดังสมการที่ (3.41)

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} = \frac{\sum_{k=1}^n r_k \lambda_k}{\sum_{k=1}^n \lambda_k} \quad (3.41)$$

ดังนั้น เมื่อทราบถึงความเชื่อถือได้ของแต่ละจุดโหลดแล้ว ในลำดับถัดไปต้องประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทั้งหมดด้วยความสัมพันธ์ของความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลดผ่านดัชนีความเชื่อถือได้ ซึ่งจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

3.3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้

ดัชนีความเชื่อถือได้ เป็นตัวบ่งชี้ถึงคุณภาพการบริการของการไฟฟ้าว่าระบบมีความสามารถในการผลิต หรือจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างสม่ำเสมอ และมีความต่อเนื่องในระบบมากน้อยเพียงใด ค่าดัชนีจะสะท้อนให้เห็นถึงความเพียงพอ และความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในส่วนต่าง ๆ ของระบบได้ ซึ่งการไฟฟ้าทั้งสามแห่งจะใช้ดัชนีในการประเมินที่แตกต่างกันออกไปตามลักษณะการให้บริการ

ระบบไมโครกริดจะใช้ดัชนีความเชื่อถือได้ในลักษณะเดียวกันกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพราะโครงสร้างการทำงาน และการให้บริการเหมือนกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า การคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นจะต้องคำนึงถึงสถิติการทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบว่าจะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นบ่อยครั้ง และเมื่อเกิดขึ้นแล้วต้องใช้ระยะเวลาซ่อมแซมนานหรือไม่ แต่ในทางปฏิบัติการประเมินความเชื่อถือได้มักจะมองทั้งระบบไฟฟ้า โดยคำนวณจากค่าดัชนีพื้นฐานที่จุดโหลดต่าง ๆ ตามที่ได้กล่าวไปในหัวข้อที่แล้ว) ซึ่งสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่นิยมนำมาพิจารณาได้แก่ 3 ดัชนี ดังต่อไปนี้

▪ ดัชนี SAIFI

ดัชนี SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ค่าดัชนีแสดง ความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย หรือก็คือ ค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งที่ผู้ใช้ไฟแต่ละ รายเกิดไฟฟ้าดับในระยะเวลาหนึ่ง โดยทั่วไปคือ 1 ปี ซึ่งคำนวณได้ดังสมการที่ (3.42)

$$SAIFI = \frac{\text{ผลรวมของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (3.42)$$

โดย λ_i คือ อัตราการเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบที่ i (ครั้ง/ปี)
 N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i

▪ ดัชนี SAIDI

SAIDI (System Average Interruption Duration Index) หมายถึง ค่าดัชนีแสดงระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ยต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 1 รายในระยะเวลาหนึ่ง โดยทั่วไปในรอบ 1 ปี ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.43)

$$SAIDI = \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลว}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (3.43)$$

โดย U_i คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i (ชั่วโมง/ปี)
 N_i คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i

▪ ดัชนี ENS

ENS (Energy Not Supplied) หมายถึง ค่าดัชนีแสดงค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ เมื่อเกิดไฟฟ้าดับที่แต่ละจุดโหลด ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.44)

$$ENS = \text{พลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้า} = \sum L_{a(i)} U_i \quad (3.44)$$

โดย $L_{a(i)}$ คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ต่ออยู่กับจุดจ่ายไฟฟ้าของระบบที่ i (MW)
 U_i คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุการณ์ล้มเหลวของผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบที่ i (ชั่วโมง/ปี)

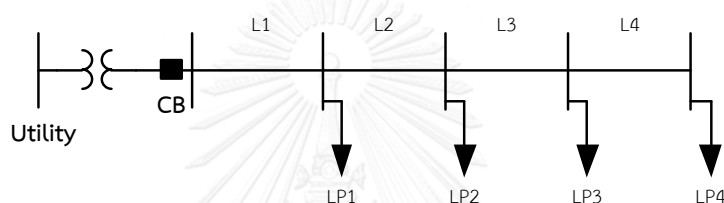
3.3.3 ผลกระทบของอุปกรณ์ป้องกันต่อความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

หัวข้อนี้จะแสดงให้เห็นถึงผลกระทบที่เกิดจากการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่มีผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ พร้อมกับนำเสนอวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเบเรเดิลไป ในคราวเดียวกัน เริ่มต้นด้วยการประเมินความเชื่อถือได้แต่ละจุดโหลด ซึ่งพิจารณาได้จากเส้นทางการ

ไหลของกำลังไฟฟ้าที่ผ่านจุดโหนดนั้น ๆ โดยเส้นทางที่ไม่ใช่ทางผ่านจะมีอัตราการล้มเหลวเป็นศูนย์ หลังจากนั้นจึงพิจารณารวมเป็นระบบไฟฟ้าด้วยดัชนีความเชื่อถือได้ต่าง ๆ ตามที่ได้นำเสนอไปในหัวข้อที่ผ่านมา โดยเปรียบเทียบผลกระทบที่เกิดระหว่างมีและไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งในที่นี้จะพิจารณาเฉพาะรีโครเซอร์ [42]

3.3.3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ เมื่อไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสายไฟฟ้า

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลที่ไม่มีอุปกรณ์ป้องกัน (รีโครเซอร์) ในสายไฟฟ้าจะมีความเชื่อถือได้ต่ำที่สุด เพราะหากเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้าเส้นใดเส้นหนึ่งก็จะทำจุดโหนดทุกจุดในระบบไฟฟ้าล้มเหลว จึงมีผลโดยตรงต่อความเชื่อถือได้ เพื่อให้ง่ายต่อความเข้าใจจึงได้ยกตัวอย่างการประเมินความเชื่อถือของระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังภาพที่ 3.7



ภาพที่ 3.7 ตัวอย่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่างจะติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์เพียงหนึ่งอุปกรณ์ที่ต้นทางสายป้อน ข้อมูลอัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยของสายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าตัวอย่างมีค่าดังตารางที่ 3.2 และข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละจุดโหนดมีค่าดังตารางที่ 3.3 ตามลำดับ

ตารางที่ 3.2 อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมเฉลี่ยสายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง

องค์ประกอบ	อัตราการล้มเหลว (λ) [ครั้ง/ปี]	ระยะเวลาซ่อมแซม (r) [ชั่วโมง/ครั้ง]
สายไฟฟ้า 1	0.2	4
สายไฟฟ้า 2	0.2	4
สายไฟฟ้า 3	0.2	4
สายไฟฟ้า 4	0.2	4

ตารางที่ 3.3 ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละจุดโหนดของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง

จุดโหนด	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)	ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ย (MW)
จุดโหนด 1	1,000	5.0
จุดโหนด 2	800	3.6
จุดโหนด 3	600	2.8
จุดโหนด 4	800	3.4

รวม	3,200	14.8
-----	-------	------

จากข้อมูลสถิติของสายไฟฟ้าและข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง สามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลด ด้วยการพิจารณาเส้นทางที่มีผลกระทบต่อ การส่งกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลด ซึ่งจะมีค่าดัชนีดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลดของระบบไฟฟ้าตัวอย่างที่ไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

บริเวณที่เกิด ความผิดปกติ	จุดโหลด 1			จุดโหลด 2			จุดโหลด 3			จุดโหลด 4		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
สายไฟฟ้า 1	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
สายไฟฟ้า 2	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
สายไฟฟ้า 3	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
สายไฟฟ้า 4	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
รวม	0.8	4.0	3.2	0.8	4.0	3.2	0.8	4.0	3.2	0.8	4.0	3.2

จากตารางที่ 3.4 แสดงให้เห็นว่าหากระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน เมื่อเกิดการล้มเหลว (การลัดวงจร) ของสายไฟฟ้าไม่ว่าจะเป็นตำแหน่งใด จุดโหลดทุกจุดโหลดจะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าทั้งสิ้น โดยสามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า และอ้างอิงโหลดของระบบไฟฟ้าตัวอย่างนี้ได้ดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าตัวอย่างเมื่อไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

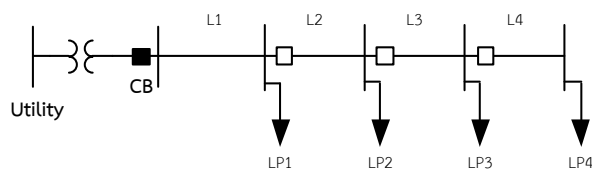
ประเภทดัชนีความเชื่อถือได้	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	ENS (MWh/ปี)
ค่าดัชนี	0.8	3.2	47.36

จากตารางที่ 3.5 สามารถสรุปได้ว่า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่างนี้เมื่อไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสายไฟฟ้า จะทำให้มีความถี่ที่จะเกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ย 0.8 ครั้ง/ปี และมีระยะเวลาที่ไฟดับเฉลี่ย 3.2 ชั่วโมง/ปี และมีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายให้โหลดทั้งระบบ 47.36 MWh/ปี

3.3.3.2 การคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสาย

การคำนวณหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสาย จะช่วยให้จุดโหลดได้ในการป้องกันมากกว่าเดิมหากเกิดดารลัดวงจรในสายไฟฟ้า กล่าวคือ เมื่อเกิดการลัดวงจรในสายไฟฟ้าบางกรณีจุดบางจุดโหลดจะยังคงได้รับการส่งกำลังไฟฟ้าอยู่ ซึ่งจะไม่เหมือนกับกรณีที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ เพื่อให้เกิดความเข้าใจที่มากขึ้นจึงได้ยกตัวอย่างดัชนีความ

เชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเดิมตามภาพที่ 3.11 แต่มีการปรับปรุงระบบไฟฟ้าด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม 3 ตำแหน่งในสายที่ 2, 3 และ 4 ดังภาพที่ 3.8



ภาพที่ 3.8 ตัวอย่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

เช่นเดียวกันกับหัวข้อที่ผ่านแล้ว สามารถคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลด ด้วยการพิจารณาเส้นทางที่มีผลกระทบต่อการส่งกำลังไฟฟ้าไปยังจุดโหลด ตัวอย่างเช่น จุดโหลดที่ 1 จะเกิดไฟฟ้าดับหากเกิดการลัดวงจรในสายไฟฟ้า 1 เพียงกรณีเดียว เพราะหากเกิดการลัดวงจรในตำแหน่งอื่น อุปกรณ์ป้องกันจะทำให้ปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรออกไป หรือจุดโหลดที่ 2 จะเกิดไฟฟ้าดับในกรณีที่เกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 1 และ 2 เท่านั้น แต่ถ้าหากเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 3 หรือ 4 อุปกรณ์ป้องกันในสายไฟฟ้านั้น ๆ จะทำการปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรออกไป ในทำนองเดียวกันจุดโหลดที่ 3 และ 4 ก็จะพิจารณาในลักษณะเดียวกัน เมื่อคำนวณจนครบทุกจุดโหลดจะคำนวณดัชนีได้ดังตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 ดัชนีความเชื่อถือได้ในแต่ละจุดโหลดของระบบไฟฟ้าตัวอย่างที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

บริเวณที่เกิด ความผิดปกติ	จุดโหลด 1			จุดโหลด 2			จุดโหลด 3			จุดโหลด 4		
	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
สายไฟฟ้า 1	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
สายไฟฟ้า 2	-	-	-	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
สายไฟฟ้า 3	-	-	-	-	-	-	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
สายไฟฟ้า 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.2	4.0	0.8
รวม	0.2	4.0	0.8	0.4	4.0	1.6	0.6	4.0	2.4	0.8	4.0	3.2

จากตารางที่ 3.6 จะสังเกตเห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันสามารถช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ของแต่ละจุดโหลดได้ และสามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า และอ้างอิงโหลดทั้งระบบไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าตัวอย่างเมื่อติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

ประเภทดัชนีความเชื่อถือได้	SAIFI (ครั้ง/ปี)	SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	ENS (MWh/ปี)
ค่าดัชนี	0.475	1.9	27.36

จากตารางที่ 3.7 สามารถสรุปได้ว่า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่างนี้เมื่อไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสายไฟฟ้า จะทำให้มีความถี่ที่จะเกิดไฟฟ้าดับโดยเฉลี่ย 0.475 ครั้ง/ปี และมีระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับเฉลี่ย 1.9 ชั่วโมง/ปี และมีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายให้โหลดทั้งระบบ 27.36 MWh/ปี

เมื่อทำการเปรียบเทียบความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่าง ระหว่างระบบที่มีการติดตั้งและไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ด้วยค่าดัชนี SAIFI, SAIDI และ ENS ดังตารางที่ 3.8 จะพบว่า การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในสายไฟฟ้า ช่วยลดจำนวนครั้งในการเกิดไฟฟ้าดับ และลดระยะเวลาในการเกิดไฟฟ้าดับ รวมถึงลดพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายให้โหลดทั้งระบบ กล่าวโดยสรุป คือ อุปกรณ์ป้องกันจะช่วยทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น

ตารางที่ 3.8 การเปรียบเทียบความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าตัวอย่าง

ดัชนีความเชื่อถือได้	ระบบไฟฟ้าตัวอย่าง	
	ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน	มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน
ดัชนี SAIFI (ครั้ง/ปี)	0.8	0.475
ดัชนี SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	3.2	1.9
ดัชนี ENS (MWh/ปี)	47.36	27.36

อย่างไรก็ตาม อาจเกิดคำถามขึ้นตามมาว่า ถึงแม้การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันจะช่วยเพิ่มระดับความเชื่อถือได้ก็จริงอยู่ แต่อุปกรณ์ป้องกันก็มีราคาแพงเช่นกัน การที่จะติดตั้งในทุกสายของระบบ อาจจะไม่คุ้มค่ากับการปรับปรุงความเชื่อถือได้ที่ได้รับ ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมด้วยการคำนึงถึงผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และค่าใช้จ่ายในการลงทุนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน นอกจากนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังมุ่งเน้นไปยังระบบไมโครกริดที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มเข้าในระบบได้อีกทางหนึ่งด้วย จึงทำให้วิธีการประเมินความเชื่อถือได้มีความแตกต่างออกไปเล็กน้อย ซึ่งจะกล่าวในบทถัดไป

บทที่ 4

การเลือกตำแหน่งและการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

เนื่องจากระบบไมโครกริดมีลักษณะพิเศษที่แตกต่างจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าทั่วไป ที่สามารถแยกตัวเป็นอิสระได้หากเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า (ทำให้เกิดไฟฟ้าดับน้อยลง) ตามที่กล่าวไว้ในบทที่ 2 จึงทำให้การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันจะต้องคำนึงถึงการแยกตัวเป็นอิสระนี้ด้วย โดยสามารถสะท้อนผ่านมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) ที่จะมีค่าลดลง และการประยุกต์วิธีการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (Genetic algorithm: GA) ในการแก้ปัญหา

ในส่วนของการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันจะดำเนินการภายหลังที่ได้ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันแล้วเสร็จ โดยในการปรับตั้งค่าจำเป็นต้องใช้กระแสที่ไหลในสายในภาวะปกติและภาวะฉุกเฉิน (ลัดวงจร) เพื่อใช้ในการคำนวณหาช่วงเวลาที่เหมาะสมในการกำจัดกริดลัดวงจรออกจากระบบ ตามหลักการของระบบป้องกันที่กล่าวไว้ในบทที่ 2 และเพื่อให้สอดคล้องกับทางปฏิบัติ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้พิจารณาระบบไมโครกริดที่มีการติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งจะมีการจำกัดกระแสลัดวงจรที่ออกจากอินเวอร์เตอร์ ทำให้วิธีการคำนวณกระแสลัดวงจรที่แตกต่างออกไป ตามวิธีที่กล่าวไว้ในบทที่ 3

ดังนั้น บทนี้จึงได้นำเสนอการเลือกตำแหน่งและปรับตั้งค่าอุปกรณ์สำหรับระบบไมโครกริด ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่ (1) การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม, (2) การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด และ (3) การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

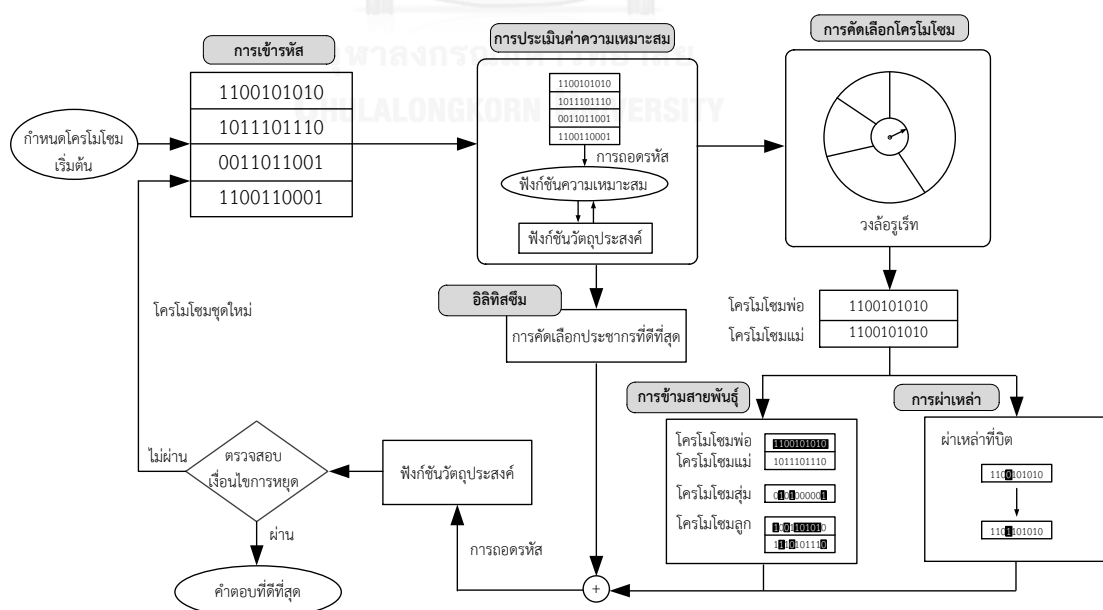
4.1 การค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนทางพันธุกรรม

ขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (Genetic algorithm: GA) เป็นหนึ่งในวิธีการค้นหาคำตอบสำหรับปัญหาที่ไม่เป็นเชิงเส้น โดยอาศัยการเลียนแบบการคัดเลือกทางธรรมชาติและหลักการทางสายพันธุ์ เริ่มต้นด้วยการสมมติคำตอบหลายๆ คำตอบ แล้วนำแต่ละคำตอบมาประเมินค่าความเหมาะสม เพื่อนำไปคัดเลือกหาคำตอบที่ดีกว่าในรุ่นถัดไป หากคำตอบใดมีค่าความเหมาะสมที่สุดก็มีโอกาสอยู่รอดมากกว่า คำตอบที่ถูกคัดเลือกในแต่ละรุ่นจะถูกนำมาเป็นต้นกำเนิดสายพันธุ์เพื่อสร้างลูกหลานหรือคำตอบรุ่นถัดไป ผ่านการดำเนินการทางพันธุกรรมที่ประกอบด้วย การข้ามสายพันธุ์ และการผ่าเหล่า คำตอบแต่ละคำตอบจะประกอบไปด้วยสตริงของตัวแปรที่ถูกเข้ารหัสไว้เรียกว่า “โครโมโซม” ซึ่งนิยามโครงสร้างตัวแปรให้เป็นระบบเลขฐานสอง และสามารถถอดรหัสดังกล่าวเป็นค่าของตัวแปรจริงได้ [50]

สำหรับปัญหาการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด คำตอบสุดท้ายที่ได้รับต้องแสดงถึงตำแหน่งและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งบนสายไฟฟ้า แนวโน้มของคำตอบจะต้องแสดงถึงโอกาสที่จะติดตั้งหรือไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในแต่ละสายที่พิจารณา และเมื่อพิจารณาการเข้ารหัสตัวแปรในรูปโครโมโซมตามขั้นตอนการค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม สามารถกำหนด การเข้ารหัสตัวแปรให้มีความสอดคล้องกับแนวโน้มคำตอบ โดยกำหนดให้แต่ละบิตในโครโมโซมจะแสดงถึงตำแหน่งของสายที่พิจารณา และถูกเข้ารหัสด้วยระบบเลขฐานสอง (0 และ 1) เพื่อบ่งบอกถึงสายที่พิจารณาว่ามีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันหรือไม่ ถ้ารหัสคำตอบมีค่าเป็น 0 แสดงถึงไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และถ้ารหัสคำตอบมีค่าเป็น 1 แสดงถึง มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

ขั้นตอนการค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรมจะประกอบด้วย 7 ขั้นตอน และภาพรวมการเชื่อมโยงแต่ละขั้นตอนเบื้องต้นสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 4.1

- (1) การเข้ารหัส (Encoding) และการถอดรหัส (Decoding)
- (2) การสร้างประชากรเริ่มต้น (Initialization)
- (3) การประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness value)
- (4) การคัดเลือกประชากรที่เด่นที่สุด (Elitism)
- (5) การคัดเลือกสายพันธุ์ (Selection)
- (6) การดำเนินการทางพันธุกรรม (Genetic operators)
- (7) เงื่อนไขการหยุด



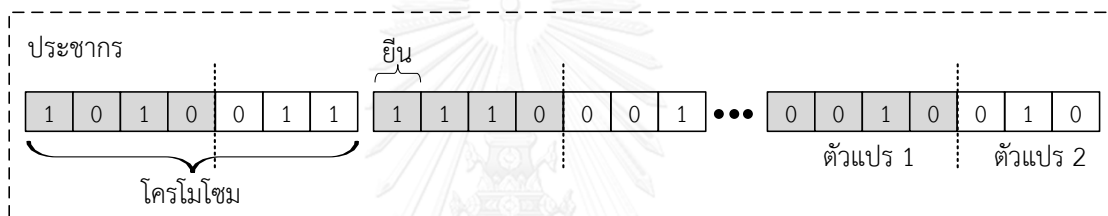
ภาพที่ 4.1 ภาพรวมขั้นตอนการค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม

▪ การเข้ารหัสและการถอดรหัส

การกำหนดรูปแบบการเข้ารหัส (Encoding) และการถอดรหัส (Decoding) โครโมโซมเป็นขั้นตอนแรกที่มีความสำคัญ เพราะเป็นการออกแบบโครโมโซมที่เป็นตัวแทนของคำตอบ หากกำหนดการเข้ารหัสที่เหมาะสมย่อมทำให้กระบวนการค้นหามีประสิทธิภาพที่ดีขึ้น โดยทั่วไปการเข้ารหัสนิยมเข้ารหัสด้วยระบบเลขฐานสอง (0 และ 1) และความยาวของโครโมโซม ได้มาจากการเรียงกันของรหัสแบบบิตต่อบิต การเข้ารหัสอาจเป็นคำตอบของตัวแปรแบบต่อเนื่องหรือแบบไม่ต่อเนื่องก็ได้

▪ การสร้างประชากรเริ่มต้น

การสร้างประชากรเริ่มต้นเป็นการกำหนดคำตอบในรูปโครโมโซม ด้วยการสุ่มค่าคำตอบที่อยู่ในขอบเขตของคำตอบตามจำนวนประชากรที่กำหนดไว้ แล้วทำการเข้ารหัสค่าคำตอบเหล่านั้นให้อยู่ในรูปของโครโมโซม ซึ่งโครโมโซมแต่ละตัวประกอบไปด้วยยีน (บิต) ที่เรียงต่อกัน ดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 คุณลักษณะของรีโคลสเซอร์

▪ การประเมินค่าความเหมาะสม

หลังจากการถอดรหัสโครโมโซมให้เป็นค่าคำตอบแล้ว คำตอบดังกล่าวจะถูกนำไปประเมินค่าความเหมาะสมด้วยฟังก์ชันกำหนดค่าความเหมาะสม เพื่อกำหนดค่าความเหมาะสมให้กับโครโมโซมแต่ละตัว และเปรียบเทียบกันเองภายในกลุ่มประชากรทั้งหมด ค่าความเหมาะสมเหล่านี้ถูกนำไปใช้เป็นมาตรวัดในการตัดสินใจคัดเลือกโครโมโซมที่ใช้ในการสืบสายพันธุ์ต่อไป โดยทั่วไปฟังก์ชันประเมินค่าความเหมาะสมขึ้นอยู่กับฟังก์ชันเป้าหมาย เช่น หากต้องการให้มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนน้อยที่สุด คำตอบที่ดีที่สุดของปัญหานี้ต้องทำให้ค่าความเหมาะสมสูงสุด จึงกำหนดให้ฟังก์ชันความเหมาะสมมีค่าเป็นส่วนกลับของฟังก์ชันเป้าหมาย ดังสมการที่ (4.1)

$$f(x) = \frac{1}{F(x)} \quad (4.1)$$

โดย $f(x)$ คือ ฟังก์ชันความเหมาะสมของตัวแปร x

$F(x)$ คือ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของตัวแปร x

■ การคัดเลือกประชากรที่เด่นที่สุด

เนื่องจากการดำเนินการทางพันธุกรรมเป็นกระบวนการที่ใช้ความน่าจะเป็นในการถ่ายทอดประชากรจากรุ่นหนึ่งไปยังอีกรุ่นหนึ่ง จึงทำให้ไม่มีหลักประกันใดเลยที่บ่งบอกว่าประชากรในรุ่นถัดไปจะเป็นประชากรที่ดีกว่ารุ่นก่อนหน้า และในบางครั้งก็อาจทำให้สูญเสียโครโมโซมที่ดีที่สุด ในระหว่างการถ่ายทอดอีกด้วย จากปัญหานี้เองจึงเกิดแนวคิดที่ควรเก็บโครโมโซมที่ดีที่สุดในแต่ละรอบของการถ่ายทอด เพื่อเป็นหลักประกันให้โครโมโซมที่ดีที่สุดในรอบถัดไปดีกว่ารอบก่อนหน้านั้นเสมอ หลักการนี้ จะเรียกว่า อภิชนนิยม หรืออิลิติสซึม (Elitism)

■ การคัดเลือกสายพันธุ์

การคัดเลือกสายพันธุ์เป็นขั้นตอนที่คัดเลือกโครโมโซมที่ดีที่สุดภายในกลุ่มประชากรทั้งหมด ซึ่งโครโมโซมเหล่านี้จะถูกนำไปใช้เป็นต้นกำเนิดสายพันธุ์ในการให้กำเนิดลูกหลานในรุ่นถัดไป การคัดเลือกสายพันธุ์จะพิจารณาจากค่าความเหมาะสมของโครโมโซมแต่ละตัว ถ้าโครโมโซมใดมีค่าความเหมาะสมสูงก็มีโอกาสที่อยู่รอดมาก ส่วนโครโมโซมใดมีค่าความเหมาะสมน้อยก็มีโอกาสอยู่รอดน้อย โดยทั่วไป วิธีการคัดเลือกสายพันธุ์ที่นิยมใช้คือ การสุ่มแบบวงล้อรูเล็ต (Roulette wheel)

การสร้างวงล้อรูเล็ตเป็นการกำหนดค่าความเหมาะสมของแต่ละโครโมโซมอย่างเป็นสัดส่วน เพื่อกำหนดโอกาสที่โครโมโซมแต่ละตัวถูกคัดเลือก ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (4.2)

$$P_i = \left(\frac{f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \right) \times 100 \quad (4.2)$$

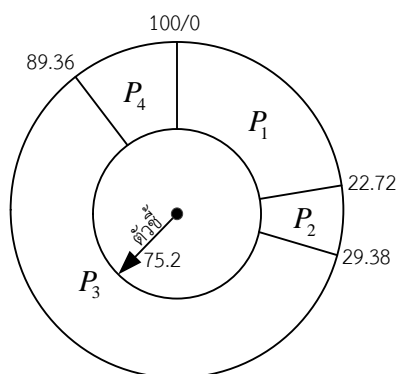
โดย P_i คือ โอกาสที่โครโมโซม i ถูกคัดเลือก (เปอร์เซ็นต์)

f_i คือ ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมที่ i

n คือ จำนวนประชากรโครโมโซมทั้งหมด

หลังจากนั้นโอกาสที่โครโมโซมถูกคัดเลือกจะถูกแปลงไปยังบนวงล้อรูเล็ต (วงกลม) ภายในช่วง 0 ถึง 100 เปอร์เซ็นต์ โดยขนาดบนวงล้อรูเล็ตจะแปรผันตามค่าโอกาสของโครโมโซมนั้นๆ เช่น หากโครโมโซมตัวใดมีโอกาสมากก็ย่อมมีพื้นที่บนวงล้อรูเล็ตมาก เป็นต้น

สำหรับขั้นตอนในการคัดเลือกสายพันธุ์จะสุ่มตัวเลขในช่วง 0 ถึง 100 เพื่อเปรียบเทียบกับโอกาสสะสมที่โครโมโซมจะถูกคัดเลือก หากค่าที่สุ่มมาอยู่ในช่วงของโครโมโซมใดโครโมโซมนั้นก็จะได้รับการคัดเลือก ดังตัวอย่างในภาพที่ 4.3 ทั้งนี้ การสุ่มตัวเลขเพื่อคัดเลือกโครโมโซมจะดำเนินการไปเรื่อยๆ จนกระทั่งได้ต้นกำเนิดสายพันธุ์เท่ากับจำนวนที่ต้องการ



ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างการคัดเลือกสายพันธุ์จากวงล้อรูเล็ต

■ การดำเนินการทางพันธุกรรม

หลังจากกระบวนการคัดเลือกสายพันธุ์ได้ดำเนินการไปจนเสร็จสมบูรณ์ โครโมโซมลูกหลานจะถูกสร้างขึ้นจากโครโมโซมที่ได้คัดเลือกมา โดยคาดหวังว่าโครโมโซมเหล่านั้นจะได้รับส่วนดีของโครโมโซมเริ่มต้นผ่านการดำเนินการทางพันธุกรรม โดยทั่วไปการดำเนินการทางพันธุกรรมมี 2 ประเภท คือ (1) การข้ามสายพันธุ์ และ (2) การผ่าเหล่า

(1) การข้ามสายพันธุ์

การข้ามสายพันธุ์ (Crossover) เป็นกระบวนการสร้างประชากรรุ่นใหม่ด้วยการแลกเปลี่ยนข้อมูลในยีน (บิต) ระหว่างโครโมโซมต้นกำเนิดสายพันธุ์ (พ่อแม่) เพื่อสร้างโครโมโซมลูกหลานที่เกิดใหม่จำนวน 2 โครโมโซม โดยโครโมโซมลูกหลานเหล่านี้จะถูกฝังพันธุกรรมจากต้นกำเนิดสายพันธุ์ การข้ามสายพันธุ์ถูกกำหนดด้วยความน่าจะเป็นค่าหนึ่งซึ่งเรียกว่า “ความน่าจะเป็นการข้ามสายพันธุ์ (Probability of crossover: P_c)” ซึ่งปกติมีค่าต่ำ ความน่าจะเป็นนี้ถูกกำหนดเพื่อบอกว่าโครโมโซมมีโอกาสการข้ามสายพันธุ์มากน้อยเพียงใด กระบวนการข้ามสายพันธุ์มีหลายรูปแบบในแต่ละรูปแบบมีขั้นตอนพื้นฐานที่เหมือนกัน แตกต่างกันเฉพาะการสุ่มตำแหน่งการข้ามสายพันธุ์เท่านั้น โดยวิธีการสุ่มที่นิยมใช้ คือ การข้ามสายพันธุ์แบบยูนิฟอร์ม (Uniform crossover) ซึ่งมีขั้นตอนดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 สุ่มเลขจริงในช่วง 0 ถึง 1 และตรวจสอบกับความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ว่ามีค่ามากกว่าหรือน้อยกว่า

- (1) ถ้าเลขที่สุ่มขึ้นมาค่าน้อยกว่าความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ จะไม่ทำการข้ามสายพันธุ์
- (2) ถ้าเลขที่สุ่มขึ้นมาค่ามากกว่าความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ ก็จะเกิดการข้ามสายพันธุ์

- ขั้นตอนที่ 2** สุ่มตำแหน่งในการข้ามสายพันธุแบบยูนิฟอร์ม โดยสุ่มบิตโครโมโซม 0 หรือ 1 ที่มีความยาวเท่ากับความยาวบิตโครโมโซมพ่อและแม่ขึ้นมาหนึ่งชุด การข้ามสายพันธุจะเกิดเฉพาะตำแหน่งของบิตโครโมโซมที่ได้จากการสุ่มที่มีค่าบิตเป็น 1 เท่านั้น
- ขั้นตอนที่ 3** แลกเปลี่ยนบิตโครโมโซมระหว่างโครโมโซมพ่อและแม่ ตามตำแหน่งในการข้ามสายพันธุในแต่ละกรณีดังที่อธิบายในขั้นตอนที่ 2 และเรียกโครโมโซมที่กำเนิดใหม่ว่าโครโมโซมลูก

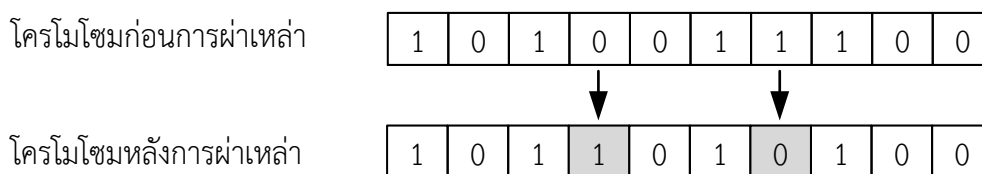
ขั้นตอนการข้ามสายพันธุทั้งหมดนี้จะถูกกระทำซ้ำ จนได้โครโมโซมชุดใหม่ขึ้นมาครบตามจำนวนประชากรที่ต้องการ ตัวอย่างการข้ามสายพันธุแบบยูนิฟอร์ม แสดงได้ดังภาพที่ 4.4

โครโมโซมพ่อแม่ 1	1	0	1	0	0	1	1	1	0	0
โครโมโซมพ่อแม่ 2	0	1	1	0	1	1	0	0	1	1
โครโมโซมสุ่ม	0	1	1	0	1	0	1	0	1	0
โครโมโซมลูก 1	1	1	1	0	1	1	0	1	1	0
โครโมโซมลูก 2	0	0	1	0	0	1	1	0	0	1

ภาพที่ 4.4 ตัวอย่างการข้ามสายพันธุแบบยูนิฟอร์ม

■ การผ่าเหล่า

การผ่าเหล่า (Mutation) เป็นวิธีการแปรผันยีน (บิต) ในโครโมโซม ซึ่งสามารถเปรียบเทียบได้กับการกลายพันธุ์ของสิ่งมีชีวิต การผ่าเหล่ายังทำให้เกิดความหลากหลายมากขึ้นในกลุ่มประชากร มีผลทำให้สามารถป้องกันการรุกรานของค่าตอบก่อนกำหนด โดยปกติการผ่าเหล่าถูกกำหนดด้วยความน่าจะเป็นค่าหนึ่งที่เราเรียกว่า “ความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า (Probability of mutation: P_M)” ซึ่งปกติมีค่าสูง สำหรับการตรวจสอบการผ่าเหล่าของบิตในโครโมโซมจะสุ่มเลขจริงในช่วงระหว่าง 0 ถึง 1 ในทุกๆ บิตของโครโมโซม แล้วเปรียบเทียบเลขที่สุ่มในแต่ละบิตกับความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า ถ้าเลขที่สุ่มในบิตตำแหน่งใดมีค่าต่ำกว่าความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่าบิตตำแหน่งนั้นก็จะไม่ผ่าเหล่า แต่ถ้าเลขที่สุ่มในบิตตำแหน่งใดมีค่าสูงกว่าความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่าก็จะเกิดการผ่าเหล่าที่บิตตำแหน่งนั้น โดยเปลี่ยนบิตที่จาก 0 เป็น 1 หรือ จาก 1 เป็น 0 ตัวอย่างเช่น หากตรวจสอบแล้วพบว่ามียีนบิตที่ 4 และบิตที่ 7 ที่มีความน่าจะเป็นสูงกว่าความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า จึงทำให้บิตที่ 4 และบิตที่ 7 เกิดการผ่าเหล่า ดังภาพที่ 4.5



ภาพที่ 4.5 ตัวอย่างการผ่าเหล่าที่บิต 4 และบิตที่ 7

▪ เงื่อนไขการหยุด

กระบวนการค้นหาจะหยุดก็ต่อเมื่อครบจำนวนรุ่นการถ่ายทอดสูงสุดที่กำหนดไว้ หรือค่าฟังก์ชันเป้าหมายในแต่ละรุ่นไม่มีการเปลี่ยนแปลงครบตามจำนวนครั้งที่กำหนดไว้ หรือพบคำตอบที่ใกล้เคียงกันในแต่ละรุ่น เช่น โครโมโซมในแต่ละรุ่นมีค่าบิตที่เหมือนกันถึงร้อยละ 95 เป็นต้น

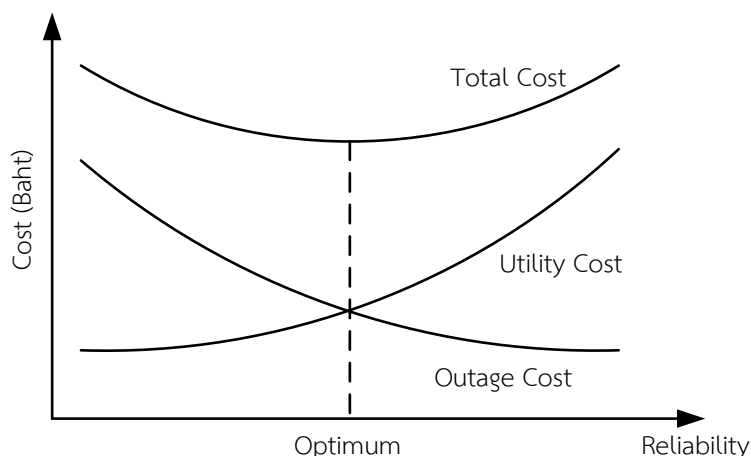
4.2 การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

ระบบไมโครกริดมีลักษณะเด่นที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ระบบถูกแยกตัวเป็นอิสระจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลักได้ ทำให้การเลือกตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมกับระบบไมโครกริดเปลี่ยนไป โดยต้องเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่เมื่อทำงานแล้วยังคงทำให้โหลดได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้ามามากที่สุด วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม ซึ่งมีขั้นตอนเบื้องต้นตามที่ได้กล่าวในหัวข้อที่ 4.1

สำหรับหัวข้อนี้จึงแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ (1) แนวคิดการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน, (2) ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขบังคับ และ (3) ขั้นตอนการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งในแต่ละหัวข้อถือว่าการพิจารณาในระบบไมโครกริดทั้งสิ้น

4.2.1 แนวคิดการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน

การออกแบบระบบป้องกันไฟฟ้ามีวัตถุประสงค์เพื่อทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่สูงขึ้นภายใต้ค่าใช้จ่ายที่เหมาะสม ค่าถามหลักที่เกิดขึ้นจากแนวความดังกล่าว คือ ผู้ให้บริการไฟฟ้าควรจะลงทุนเท่าไรและการตัดสินใจควรจะอยู่บนพื้นฐานอะไร แนวโน้มที่สำคัญของคำตอบเหล่านี้จะต้องใช้การประเมินคุณค่าของความเชื่อถือได้ช่วยในการตัดสินใจ ซึ่งมักถูกประมาณด้วยมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) โดยทั่วไปความเชื่อถือได้ของระบบจะแปรผันตามการลงทุน หากผู้ให้บริการไฟฟ้ามีการลงทุน (Utility cost) น้อยก็จะนำไปสู่การเกิดไฟฟ้าดับบ่อยและยาวนาน ก่อให้เกิดมูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) ที่สูง ซึ่งทำให้ค่าใช้จ่ายรวมมีค่าสูง (Total cost) ในทางกลับกันถ้าหากลงทุนมากมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับลดลงแต่ก็จะทำให้ค่าใช้จ่ายรวมมีค่าสูงเช่นกัน ดังภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.6 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายต่างๆ กับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ดังนั้น จึงต้องลงทุนในจุดเป้าหมายที่ทำให้มีค่าใช้จ่ายรวมในระบบต่ำที่สุด และเกิดความสัมพันธ์ระหว่างผู้ให้บริการไฟฟ้าและใช้ไฟฟ้า ซึ่งที่จุดดังกล่าวต้นทุนส่วนเพิ่มของผู้ให้บริการไฟฟ้าที่ต้องนำใช้ในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ให้เพิ่มขึ้นจะถูกชดเชยอย่างเท่ากันด้วยต้นทุนส่วนลดของค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ

เนื่องจากตำแหน่งและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันแล้วแต่ส่งผลโดยตรงต่อค่าความเชื่อถือได้ และค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระบบทั้งสิ้น ดังนั้น ปัญหาในการออกแบบระบบป้องกันจึงเป็นการเลือกตำแหน่งและจำนวนของอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมที่ทำให้ระบบเกิดค่าใช้จ่ายรวมที่น้อยที่สุด โดยค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องจะประกอบด้วย 2 ส่วน คือ (1) ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมดที่ติดตั้ง และ (2) มูลค่าความเสียหายเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ อย่างไรก็ตาม ความสัมพันธ์ของค่าใช้จ่ายทั้ง 2 ส่วนไม่ได้เป็นไปแบบเส้นตรง (Linear) จึงต้องมีวิธีการค้นหาคำตอบของปัญหาโดยเฉพาะ ไม่สามารถใช้การหาคำตอบด้วยกระบวนการทางคณิตศาสตร์ทั่วไปได้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรมในการแก้ปัญหาดังกล่าว

สำหรับประเด็นความคุ้มค่าในการลงทุน เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอแนวทางการปรับปรุงระบบป้องกันไฟฟ้า ซึ่งมุ่งเน้นไปที่การเลือกจำนวนและตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน โดยพิจารณาว่าอุปกรณ์ป้องกันเหล่านั้นจะส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอย่างไร **ความคุ้มค่าในการลงทุนในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์เพียงปีแรก (ค่าใช้จ่ายตามจำนวนอุปกรณ์ป้องกัน) ที่ส่งผลให้ความเชื่อถือของระบบไฟฟ้า (ดัชนี SAIFI ดัชนี SAIDI และดัชนี ENS) เปลี่ยนแปลงไปเท่านั้น ไม่ได้คำนึงถึงผลตอบแทนการลงทุนระยะยาว เช่น 25 ปี เป็นต้น** หรือก็คือการละเลยสมมติฐานทางด้านการเงินของการลงทุนในระยะยาว เช่น การคำนวณดอกเบี้ย หรือการคำนวณเงินปัจจุบันสุทธิ (Net present value) เป็นต้น

ประเด็นถัดมาที่ต้องพิจารณา คือ วิธีการประมาณมูลค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage cost) ด้วยดัชนี ENS (Energy not supplied) เนื่องจากระบบไมโครกริดเป็นระบบไฟฟ้าที่ค่อนข้างมีความซับซ้อน การแยกตัวเป็นอิสระในแต่ละครั้งต้องประเมินว่าระบบที่แยกตัวนั้นมีกำลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือไม่ ถ้าหากไม่เพียงพอระบบไมโครกริดก็จะเกิดการล้มเหลวไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ แต่ถ้าเพียงพอจะช่วยทำให้ระบบไฟฟ้าส่วนที่เหลือสามารถส่งกำลังไฟฟ้าไปยังโหลดได้อย่างต่อเนื่อง ด้วยความซับซ้อนดังกล่าวนี้ ทำให้ไม่สามารถที่จะประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไมโครกริดที่มีการแยกตัวเป็นอิสระด้วยวิธีการวิเคราะห์เหตุการณ์ล้มเหลว (ลัดวงจร) ของอุปกรณ์ (สายไฟฟ้า) ด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ได้

ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงได้ใช้การประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธี จำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) เพราะเป็นการจำลองการทำงานของระบบไฟฟ้าจริงที่เกิดขึ้น โดยที่แต่ละอุปกรณ์จะมีพารามิเตอร์ที่แตกต่างกันออกไป เช่น จำนวนครั้งที่เกิดการล้มเหลว ช่วงเวลาระหว่างการล้มเหลว ช่วงเวลาในการซ่อมแซม เป็นต้น ทำให้สามารถประเมินกำลังการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบภายหลังจากแยกตัวเป็นอิสระได้อย่างถูกต้อง แต่วิธีการนี้ก็ยังมีข้อเสียที่ต้องใช้เวลาในการคำนวณหาคำตอบที่มากหากเป็นระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่

4.2.2 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขบังคับ

การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด จะต้องคำนึงถึงสมมติฐานที่ใช้ในการพัฒนาวิธีการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมดังต่อไปนี้

- (1) ระบบไฟฟ้าที่พิจารณาคือระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล
- (2) อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวจะมีการจัดลำดับการทำงานเป็นอย่างดี โดยอุปกรณ์ที่อยู่ใกล้ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรจะต้องทำงานก่อน
- (3) การลัดวงจรทุกครั้งจะได้รับการแก้ไขและนำกลับคืนสู่การจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามปกติ ก่อนการลัดวงจรถัดไป
- (4) อัตราการล้มเหลวของสายไฟฟ้าจะแปรผันตามความยาวของสาย
- (5) กำหนดให้ติดตั้งเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางสายป้อน และที่หน้าจุดเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเสมอ
- (6) กำหนดให้ไม่มีการติดตั้งรีเลย์ป้องกันซ้อนทับกันตามเส้นทางเดินของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าไปยังจุดโหลด
- (7) เงื่อนไขการทำงานของระบบไมโครกริดจะพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง (Active power) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าและโหลดเท่านั้น ละเลยกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power)

อย่างที่กล่าวไปในหัวข้อที่ผ่านมา การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันจะคำนึงถึงค่าใช้จ่ายเป็นหลัก ซึ่งประกอบด้วย 2 ส่วน คือ (1) ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมด และ (2) มูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ ดังสมการที่ (4.3) และ (4.4) ตามลำดับ

▪ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมด

$$Cost_{Equ} = \sum_{i=1}^n C_i \quad (4.3)$$

โดย $Cost_{Equ}$ คือ ค่าในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมด (บาท)
 C_i คือ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งต่อหน่วยของอุปกรณ์ i (บาท/ชิ้น)
 n คือ จำนวนอุปกรณ์ทั้งหมด (ชิ้น)

▪ มูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ

$$Cost_{Outage} = IER \cdot ENS \quad (4.4)$$

โดย $Cost_{Outage}$ คือ มูลค่าความเสียหายเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (บาท)
 IER คือ อัตราความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
 ENS คือ ปริมาณโหลดที่ไม่ได้รับพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยของระบบ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ดังนั้น การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริดที่เหมาะสม สามารถกำหนดเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function) ได้จากตำแหน่งและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งทั้งหมดจะต้องทำให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมดที่ติดตั้ง และมูลค่าความเสียหายเนื่องมาจากไฟฟ้าดับมีค่าน้อยที่สุด ดังสมการที่ (4.5)

$$\text{Minimize } Cost_{Total} = Cost_{Equ} + Cost_{Outage} \quad (4.5)$$

นอกจากนี้ การเลือกตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันจะต้องคำนึงถึงเงื่อนไขต่างๆ ประกอบด้วย โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะแบ่งเงื่อนไขออกเป็น 2 ประเภท ดังต่อไปนี้

▪ เงื่อนไขความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ดัชนีความเชื่อถือได้ที่พิจารณาประกอบด้วย 2 ดัชนี คือ (1) ดัชนี SAIFI และ (2) ดัชนี SAIDI โดยภายหลังการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ดัชนีความเชื่อถือได้ต้องมีค่าเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ (ค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ต้องมีค่าไม่เกินกว่าเป้าหมาย) ดังสมการที่ (4.6) และ (4.7) ตามลำดับ

$$SAIFI \leq SAIFI_{ref} \quad (4.6)$$

$$SAIDI \leq SAIDI_{ref} \quad (4.7)$$

โดย	$SAIFI$	คือ ดัชนี SAIFI ภายหลังการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน (ครั้ง/ปี)
	$SAIDI$	คือ ดัชนี SAIDI ภายหลังการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน (ชั่วโมง/ปี)
	$SAIFI_{ref}$	คือ ดัชนี SAIFI ที่กำหนดไว้ (ครั้ง/ปี)
	$SAIDI_{ref}$	คือ ดัชนี SAIDI ที่กำหนดไว้ (ชั่วโมง/ปี)

■ เงื่อนไขการทำงานของระบบไมโครกริด

ระบบไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ ก็ต่อเมื่อเกิดจากการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แล้วทำให้ระบบไมโครกริดแยกตัวออกจากระบบไฟฟ้าหลัก เพื่อให้การประเมินมูลค่าเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับและดัชนีความเชื่อถือได้มีค่าที่ถูกต้อง จึงต้องการตรวจสอบในทุกครั้งที่เกิดการแยกตัวเป็นอิสระว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าของโหลดส่วนแยกตัวเป็นอิสระ และผลรวมกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและจากระบบกักเก็บพลังงานมีความสมดุลกันหรือไม่ ซึ่งพิจารณาเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริง (Active power) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าและโหลดเท่านั้น ละเลยกำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) ดังนั้น เงื่อนไขการทำงานของระบบไมโครกริดสามารถกำหนดได้ดังสมการที่ (4.8)

$$\sum_{i=1}^a P_{Load,i} \leq \left(\sum_{j=1}^b P_{Gen,j} + \sum_{k=1}^c P_{Storage,k} \right) \quad (4.8)$$

โดย	$P_{Load,i}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดส่วนแยกตัวเป็นอิสระที่ i (กิโลวัตต์)
	$P_{Gen,j}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงของแหล่งผลิตไฟฟ้าส่วนแยกตัวเป็นอิสระที่ j (กิโลวัตต์)
	$P_{Storage,k}$	คือ กำลังไฟฟ้าจริงของแหล่งกักเก็บพลังงานส่วนแยกตัวเป็นอิสระที่ k (กิโลวัตต์)
	a	คือ จำนวนโหลดที่แยกตัวเป็นอิสระ
	b	คือ จำนวนแหล่งผลิตไฟฟ้าในส่วนแยกตัวเป็นอิสระที่แยกตัวเป็นอิสระ
	c	คือ จำนวนแหล่งกักเก็บพลังงานในส่วนแยกตัวเป็นอิสระ

■ เงื่อนไขการปลดโหลด

การปลดโหลดบางพื้นที่ที่มีจุดประสงค์เพื่อให้จำนวนจุดโหลดถูกปลดตัวออกจากระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด การปลดโหลดจะเกิดขึ้นในกรณีที่เกิดลัดวงจรแล้วทำให้ระบบแบ่งแยกวงจรออกจากกัน และมีวงจรที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว หรือระบบกักเก็บพลังงานเชื่อมต่ออยู่ แต่กำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของโหลด อย่างไรก็ตาม การปลดโหลดจะเกิดขึ้นได้ต้องมีอุปกรณ์ป้องกันอยู่ในวงจรดังกล่าวด้วย จึงอาจกล่าวได้ว่า หากต้องการปลดโหลดในวงจรที่ถูกแบ่งแยกวงจรนั้นจะต้องมีขอบเขต (โซน) การป้องกันมากกว่า 1 ขอบเขตเสมอ และการปลดโหลดทุกครั้งต้องผ่านเงื่อนไขการทำงานของระบบไมโครกริด ตามสมการที่ (4.8) ด้วย

ดังนั้น จึงสามารถสรุปได้ว่าปัญหาการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริดที่เหมาะสม มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ เงื่อนไขบังคับ และคำตอบที่ต้องค้นหาดังต่อไปนี้

- ฟังก์ชันวัตถุประสงค์: สมการที่ (4.5)
- เงื่อนไขบังคับ: สมการที่ (4.6) ถึง (4.8)
- คำตอบที่ต้องค้นหา: **จำนวนและตำแหน่ง**ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด เพื่อทำให้มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุดภายใต้เงื่อนไขบังคับต่างๆ

4.2.3 ขั้นตอนการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

ขั้นตอนการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ได้พัฒนาขึ้นจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ (1) การประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (2) การแบ่งบริเวณขณะเกิดลัดวงจร และ (3) การประเมินความเชื่อถือได้ ซึ่งในแต่ละขั้นตอนจะมีขั้นตอนย่อยที่แตกต่างกันออกไป ภาพรวมการเชื่อมโยงของขั้นตอนทั้ง 3 ส่วน แสดงได้ดังภาพที่ 4.7



ภาพที่ 4.7 ภาพรวมขั้นตอนการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ได้พัฒนาขึ้น

จากภาพที่ 4.7 การทำงานของโปรแกรมที่ได้พัฒนาขึ้นจะใช้โปรแกรมส่วนที่ 1 (การประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม) เป็นโปรแกรมหลัก โดยภายในจะมีการคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และพิจารณาเงื่อนไขบังคับ ซึ่งจะต้องใช้การประเมินความเชื่อถือได้ในโปรแกรมส่วนที่ 3 (การประเมินความเชื่อถือได้) ในการคำนวณ และในการประเมินความเชื่อื่อนั้น จะต้องประเมินผลกระทบจากการแบ่งแยกวงจรภายหลังจากที่อุปกรณ์ป้องกันทำงาน ซึ่งฐานข้อมูลของการแบ่งแยกวงจรถูกจัดทำด้วยโปรแกรมในส่วนที่ 2 (การแบ่งบริเวณขณะเกิดลัดวงจร) รายละเอียดการทำงานของโปรแกรมในแต่ละส่วนมีดังต่อไปนี้

4.2.3.1 การประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm: GA) ในการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด หลักการของการค้นหาคำตอบด้วยวิธีนี้ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 4.1 โดยส่วนสำคัญที่สุดของการคำตอบด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม คือ การกำหนดบิตในการเข้ารหัสและถอดรหัส ซึ่งจะใช้เป็นตัวแทนของคำตอบในการคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และการประเมินฟังก์ชันความเหมาะสม

เมื่อพิจารณาคำตอบของปัญหาการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด จะพบว่า โอกาสของตำแหน่งที่จะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันมีเพียงสายไฟฟ้าเท่านั้น จึงสามารถกำหนดให้สายไฟฟ้าแต่ละเส้นมีโอกาสที่จะติดหรือไม่ติดอุปกรณ์ป้องกันก็ได้ ดังนั้น แต่ละบิตของโครโมโซมจะแทนตำแหน่งของสายไฟฟ้า หากบิตมีค่า “0” จะหมายถึง “ไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่สายไฟฟ้าเส้นนั้น” ในทางตรงกันข้ามหากบิตมีค่า “1” จะหมายถึง “ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่สายไฟฟ้าเส้นนั้น” และความยาวของโครโมโซมจะมีค่าเท่ากับจำนวนของสายไฟฟ้าที่พิจารณานั้นเอง การกำหนดการเข้ารหัสและถอดรหัสของโครโมโซมสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 4.8

	ชุดโครโมโซมที่	สายไฟฟ้าเส้นที่											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	...	N
การลงรหัส	1	1	0	0	0	1	1	0	0	0	1	...	1
	2	0	0	0	1	0	1	0	1	1	0	...	1
	...												
	n	0	1	1	1	0	1	1	0	0	0	...	1

1 หมายถึง ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่สายไฟฟ้านั้น 0 หมายถึง ไม่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่สายไฟฟ้านั้น

ภาพที่ 4.8 โครโมโซมสำหรับคำตอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

เมื่อนำการเข้ารหัสและการถอดรหัสโครโมโซมของการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริดที่กล่าวไปข้างต้น มาเข้าสู่กระบวนการค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม ก็สามารถหาคำตอบที่บรรลุวัตถุประสงค์ภายใต้เงื่อนไขบังคับต่างๆ ได้ ซึ่งการคำนวณในส่วนนี้จะมีทั้งหมด 11 ขั้นตอนดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1 รับค่า

(1) ค่าพารามิเตอร์ของขั้นตอนเชิงพันธุกรรม

- จำนวนโครโมโซมเริ่มต้น (n ตัว)
- จำนวนรุ่นสูงสุดที่ใช้ในการคำนวณ
- ความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ (P_C)
- ความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า (P_M)

(2) ค่าพารามิเตอร์ของระบบที่พิจารณา

- อัตราความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ
- ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์
- มาตรฐานความเชื่อถือได้

ขั้นตอนที่ 2 กำหนดการเข้ารหัสของโครโมโซมเริ่มต้น ตามภาพที่ 4.8

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในแต่ละโครโมโซม

(1) ถอดรหัสโครโมโซม (ได้ตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกัน)

(2) นำการถอดรหัสไปประเมินดัชนีความเชื่อถือได้

(3) นำค่าดัชนีความเชื่อถือได้มาคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขบังคับ

- ฟังก์ชันวัตถุประสงค์: สมการที่ (4.5)
- เงื่อนไขบังคับ: สมการที่ (4.6) ถึง (4.8)

ขั้นตอนที่ 4 ประเมินค่าความเหมาะสม เนื่องจากปัญหานี้เป็นการหาจุดต่ำสุดของฟังก์ชัน จึงต้องประเมินค่าความเหมาะสมของโครโมโซมแต่ละตัวดังสมการที่ (4.9)

$$f(x) = \frac{1}{F(x)} \quad (4.9)$$

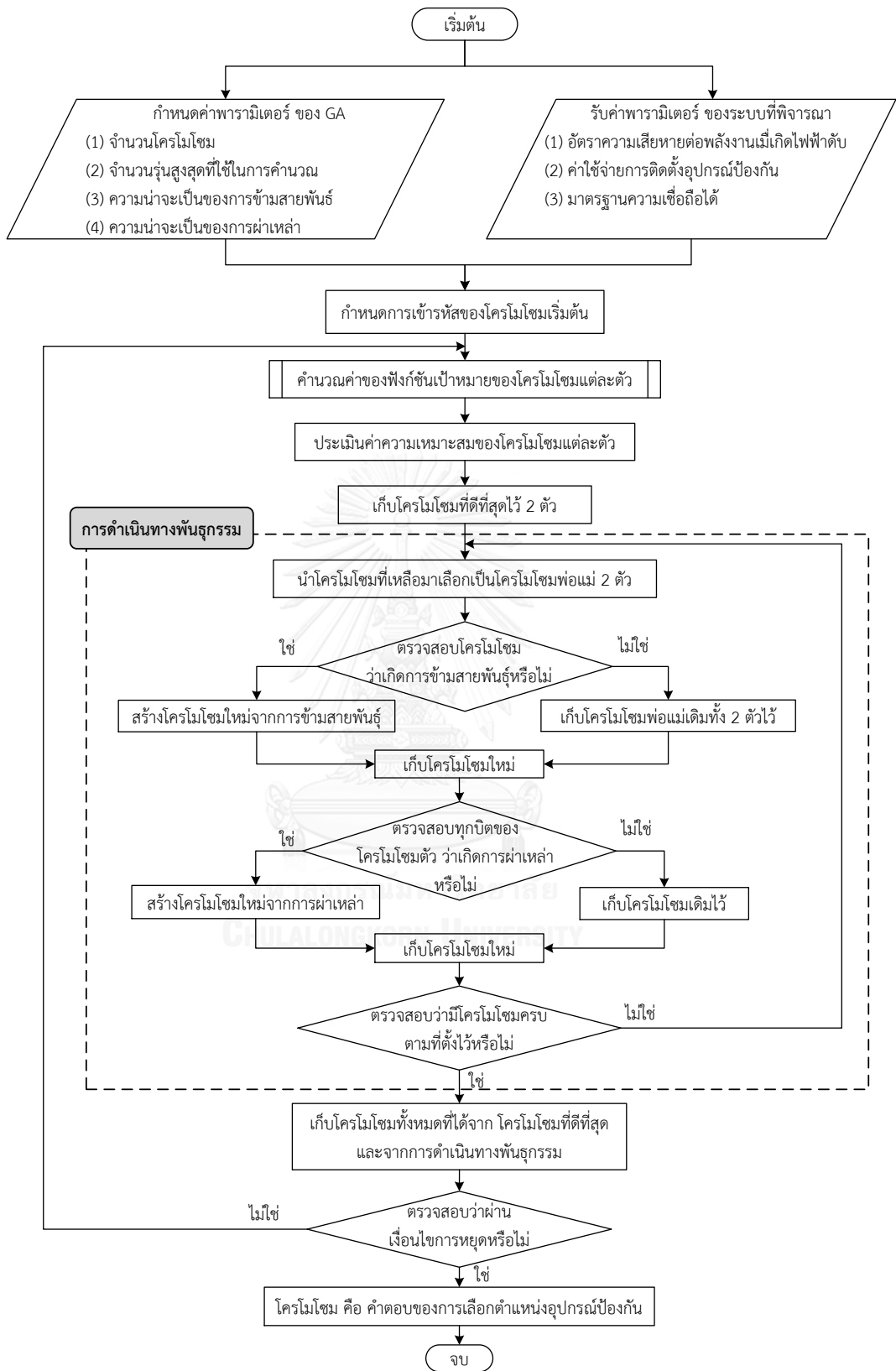
โดย $f(x)$ คือ ฟังก์ชันความเหมาะสม

$F(x)$ คือ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

ขั้นตอนที่ 5 คัดเลือกโครโมโซมที่ดีที่สุดในแต่ละรอบไว้จำนวน 2 โครโมโซม เพื่อเป็นหลักประกันให้ประชากรในรุ่นถัดไปจะมีประชากรที่ดีกว่ารุ่นก่อนหน้า

- ขั้นตอนที่ 6** คัดเลือกสายพันธุ์ นำโครโมโซมที่ไม่ได้รับคัดเลือกในขั้นตอนที่ 5 มาดำเนินการคัดเลือกสายพันธุ์
- ขั้นตอนที่ 7** ดำเนินการทางพันธุกรรม นำโครโมโซมที่ถูกคัดเลือกในขั้นตอนที่ 6 มาดำเนินการทางพันธุกรรม ดังต่อไปนี้
- (1) การข้ามสายพันธุ์ ปัญหาที่เลือกใช้การข้ามสายพันธุ์แบบยูนิฟอร์ม ด้วยการสุ่มความน่าจะเป็นในการข้ามสายพันธุ์ แล้วตรวจสอบกับความน่าจะเป็นในการข้ามสายพันธุ์
 - (2) การผ่าเหล่า สุ่มความน่าจะเป็นในการผ่าเหล่าในแต่ละบิตของโครโมโซม แล้วตรวจสอบกับความน่าจะเป็นในการข้ามสายพันธุ์
- ขั้นตอนที่ 8** ตรวจสอบโครโมโซมที่ได้จากการดำเนินการทางพันธุกรรม ว่ามีจำนวนครบตามจำนวนโครโมโซมตั้งต้นที่ไม่ได้รวมโครโมโซมที่ดีที่สุดที่เลือกในขั้นตอนที่ 5 ($n-2$ ตัว) หรือไม่
- (1) หากครบตามจำนวนโครโมโซมตั้งต้น ให้พิจารณาขั้นตอนถัดไป
 - (2) หากไม่ครบตามจำนวนโครโมโซมตั้งต้น ให้เริ่มดำเนินการทางพันธุกรรมใหม่ตั้งแต่การคัดเลือกสายพันธุ์ในขั้นตอนที่ 6
- ขั้นตอนที่ 9** เก็บโครโมโซมทั้งหมดที่ได้จากการคัดเลือกโครโมโซมที่ดีที่สุดที่เลือกในขั้นตอนที่ 5 และโครโมโซมทั้งหมดที่ได้จากการดำเนินการทางพันธุกรรมในขั้นตอนที่ 7
- ขั้นตอนที่ 10** ตรวจสอบ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของทุกโครโมโซมมีค่าเท่ากัน หรือรอบการคำนวณมีค่าเท่ากับจำนวนรอบสูงสุดตามที่ได้กำหนดไว้ หรือฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีการลู่อู่เข้า
- (1) หากเป็นไปตามเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่ง ให้หยุดการทำงาน
 - (2) หากไม่อยู่ภายในเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่ง ให้กลับไปพิจารณาใหม่ตั้งแต่ขั้นตอนที่ 3
- ขั้นตอนที่ 11** สิ้นสุดการคำนวณ โครโมโซมที่ได้ คือ ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

จากขั้นตอนการพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับจุดโหลดที่ได้กล่าวมาข้างต้น สามารถสรุปเป็นแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 4.9



ภาพที่ 4.9 ขั้นตอนการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

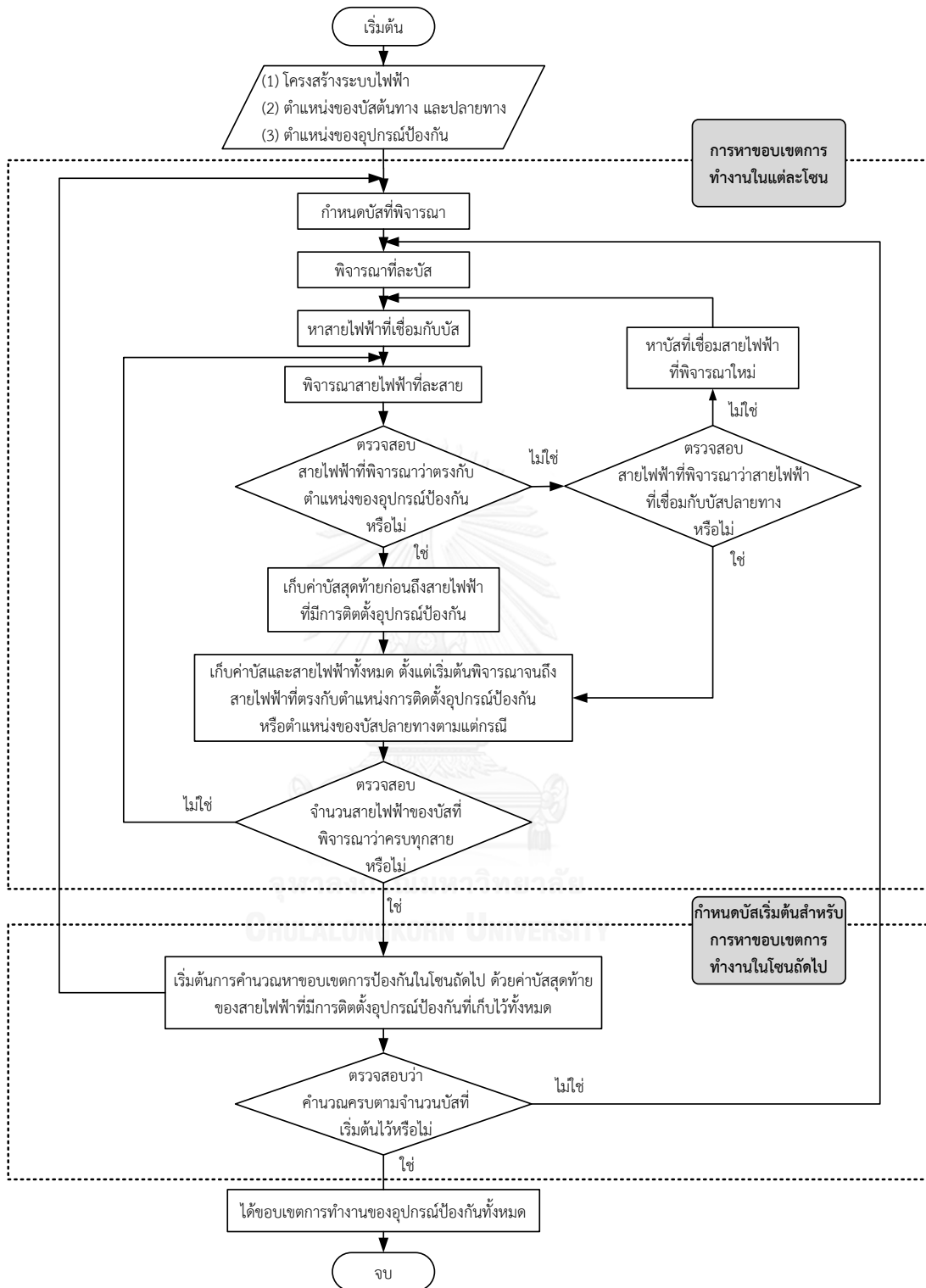
4.2.3.2 การแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร

เนื่องจากการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยการจำลองเหตุการณ์จะต้องจำลองการลัดวงจรที่สายไฟฟ้าตลอดการจำลองเหตุการณ์ จึงต้องพิจารณาการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรตลอดเวลา ดังนั้น เพื่อให้เวลาการคำนวณเป็นไปอย่างรวดเร็ว จึงได้แยกขั้นตอนการแบ่งบริเวณออกมาเป็นอันดับแรกในทุกตำแหน่งของสายไฟฟ้าของระบบ ภายใต้สมมติฐานที่อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้ตำแหน่งเกิดการลัดวงจรที่สุดทำงานเป็นลำดับแรกซึ่งเปรียบเสมือนเป็นการจัดทำฐานข้อมูลเพื่อเตรียมสำหรับการถูกเรียกใช้งาน โดยการทำงานในส่วนนี้จะประกอบด้วยขั้นตอน 2 ส่วน คือ (1) การหาขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (โซน) และ (2) การแบ่งแยกวงจรขณะเกิดการลัดวงจร ซึ่งขั้นตอนในส่วนแรกการหาขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (โซน) มีทั้งหมด 13 ขั้นตอน ดังนี้ [51]

- ขั้นตอนที่ 1** รับข้อมูล
- (1) โครงสร้างระบบไฟฟ้า ตำแหน่งของบัสต้นทาง และปลายทาง
 - (2) ตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกัน
- ขั้นตอนที่ 2** กำหนดบัสที่พิจารณา
- (1) ในรอบการคำนวณแรกกำหนดบัสเริ่มต้นที่บัส 1 (บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้า)
 - (2) รอบการคำนวณถัดไป ให้รับบัสเริ่มต้นพิจารณาจากขั้นตอนที่ 11
- ขั้นตอนที่ 3** พิจารณาบัสตามขั้นตอนที่ 2 ที่ละบัส
- ขั้นตอนที่ 4** หาสายไฟฟ้า (Branch) ที่เชื่อมต่อกับบัส
- ขั้นตอนที่ 5** พิจารณาสายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัสที่ละสาย
- ขั้นตอนที่ 6** ตรวจสอบสายไฟฟ้าตามขั้นตอนที่ 5 ว่าตรงกับตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันหรือไม่
- (1) หากตรงกับตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันให้สิ้นสุดการพิจารณาสายไฟฟ้าเส้นนั้น เก็บค่าบัสสุดท้ายก่อนถึงสายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และข้ามไปขั้นตอนที่ 9
 - (2) หากไม่ตรงกับตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกัน ให้พิจารณาในขั้นตอนถัดไป
- ขั้นตอนที่ 7** ตรวจสอบสายไฟฟ้าตามขั้นตอนที่ 6 (2) ว่าเป็นสายไฟฟ้าที่เชื่อมกับบัสปลายทางหรือไม่
- (1) หากเป็นสายไฟฟ้าที่เชื่อมกับบัสปลายทาง ให้สิ้นสุดการพิจารณาสายไฟฟ้าเส้นนั้น และข้ามไปขั้นตอนที่ 9
 - (2) หากไม่เป็นสายไฟฟ้าที่เชื่อมกับบัสปลายทาง ให้พิจารณาในขั้นตอนถัดไป

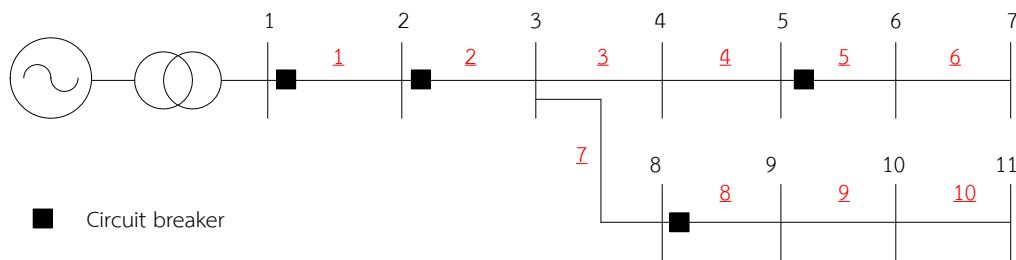
- ขั้นตอนที่ 8** หา巴士ที่เชื่อมสายไฟฟ้าตามขั้นตอนที่ 7 (2) ใหม่ และย้ายไปคำนวณใหม่ตั้งแต่ขั้นตอนที่ 4
- ขั้นตอนที่ 9** สิ้นสุดการพิจารณาสายไฟฟ้าเส้นนั้น และเก็บค่า
- (1) บัสและสายไฟฟ้าทั้งหมด ตั้งแต่เริ่มต้นพิจารณาจนถึงสายไฟฟ้าที่ตรงกับตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันหรือตำแหน่งของบัสปลายทางแล้วแต่กรณี
 - (2) บัสสุดท้ายทั้งหมดของสายไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน (ตามขั้นตอนที่ 6 (1)) เพื่อนำไปใช้ในการพิจารณาขอบเขตการป้องกันในโซนถัดไปใน
- ขั้นตอนที่ 10** ตรวจสอบจำนวนสายไฟฟ้าของ巴士ที่พิจารณาว่าครบทุกสายหรือไม่
- (1) หากครบทุกเส้นให้สิ้นสุดการคำนวณสำหรับขอบเขตการป้องกันในโซนนั้น
 - ได้รับขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ เมื่อเกิดการลัดวงจรในสายไฟฟ้าและบัส ตามขั้นตอน 9 (1)
 - พิจารณาขอบเขตการป้องกันในโซนถัดไปในขั้นตอนที่ 11
 - (2) หากไม่ครบ ให้ย้ายไปคำนวณใหม่ตั้งแต่ขั้นตอนที่ 5
- ขั้นตอนที่ 11** เริ่มต้นการคำนวณหาขอบเขตการป้องกันในโซนถัดไป
- (1) กำหนดบัสเริ่มต้นพิจารณาตามบัสในขั้นตอนที่ 9 (2)
 - (2) ลบความจำทั้งหมดของตัวแปรที่เกี่ยวข้องตั้งแต่ขั้นตอนที่ 3 ถึง 10
 - (3) เริ่มการคำนวณใหม่ตั้งแต่ขั้นตอนที่ 2
- ขั้นตอนที่ 12** ตรวจสอบว่าคำนวณครบตามจำนวน巴士ที่เริ่มต้นไว้ตามขั้นตอนที่ 2 หรือไม่
- (1) หากครบตามจำนวน ให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 13
 - (2) หากไม่ครบตามจำนวน ให้พิจารณาใหม่ตั้งแต่ขั้นตอนที่ 3
- ขั้นตอนที่ 13** สิ้นสุดการคำนวณ และได้ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

จากขั้นตอนการแบ่งขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตามที่ได้กล่าวมาข้างต้น สามารถสรุปเป็นแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 4.10



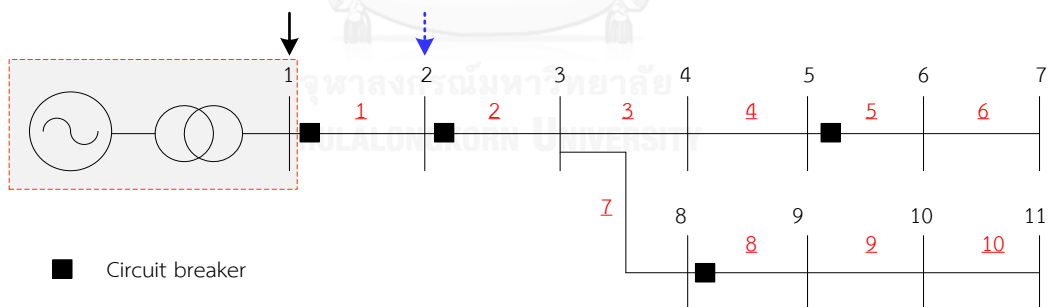
ภาพที่ 4.10 ภาพขั้นตอนการแบ่งขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

ตัวอย่าง การวิเคราะห์การแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร ตัวอย่างต่อไปนี้ใช้อธิบายเพื่อให้เกิดความเข้าใจที่ชัดเจนขึ้น โดยกำหนดให้ตัวเลขที่ขีดเส้นใต้คือสายไฟฟ้า เช่น 1 คือสายไฟฟ้าเส้นที่ 1 พิจารณาระบบทดสอบจำนวน 11 บัส และมีอุปกรณ์ป้องกันในสายไฟฟ้าเส้นที่ 1, 2, 5 และ 8 ตามลำดับดังภาพที่ 4.11



ภาพที่ 4.11 ระบบทดสอบตัวอย่าง

การคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนที่ 1 จะพิจารณาบัส 1 เป็นบัสเริ่มต้น ซึ่งบัสนี้ได้เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้า 1 และเมื่อตรวจสอบสายไฟฟ้าเส้นดังกล่าวจะพบว่ามีอุปกรณ์ป้องกันติดอยู่จึงต้องหยุดการคำนวณ (สิ้นสุดการคำนวณในโซนนั้น) จึงเก็บค่าบัสและสายไฟฟ้าทั้งหมดก่อนถึงสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกัน ก็คือ บัส 1 และไม่มีสายไฟฟ้าตามลำดับ และจะพบว่าตำแหน่งบัสสุดท้ายของสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งก็คือ บัส 2 จะถูกใช้เป็นบัสเริ่มต้นในคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนถัดไป ดังแสดงในภาพที่ 4.12 และตารางที่ 4.1 ตามลำดับ

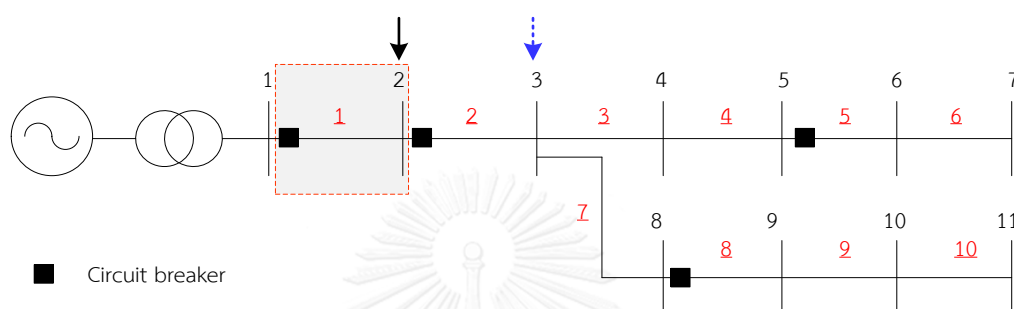


ภาพที่ 4.12 ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนที่ 1

ตารางที่ 4.1 การคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์โซนที่ 1

บัสเริ่มต้นที่พิจารณา	1	
สายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัส	<u>1</u>	
ขอบเขตการป้องกัน	บัส : 1	สายไฟฟ้า : -
บัสที่ต้องพิจารณาในโซนถัดไป	2	

การคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนที่ 2 จึงพิจารณา bus 2 เป็น bus เริ่มต้น ซึ่ง bus นี้ได้เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้า 2 และเมื่อตรวจสอบสายไฟฟ้าเส้นดังกล่าวจะพบว่ามีอุปกรณ์ป้องกันติดอยู่จึงต้องหยุดการคำนวณ (สิ้นสุดการคำนวณในโซนที่ 2) จึงเก็บค่า bus และสายไฟฟ้าทั้งหมดก่อนถึงสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกัน ก็คือ bus 2 และสายไฟฟ้า 1 ตามลำดับ หลังจากนั้นจึงเก็บตำแหน่ง bus สุดท้ายของสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งก็คือ bus 3 เพื่อใช้เป็น bus เริ่มต้นในคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนถัดไป ดังแสดงในภาพที่ 4.13 และตารางที่ 4.2 ตามลำดับ



ภาพที่ 4.13 ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนที่ 2

ตารางที่ 4.2 การคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ในโซนที่ 2

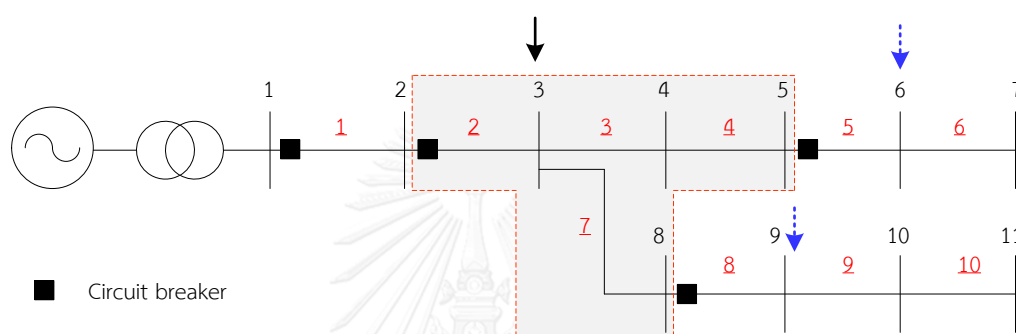
bus เริ่มต้นที่พิจารณา	2	
สายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับ bus	2	
ขอบเขตการป้องกัน	bus : 2	สายไฟฟ้า : 1
bus ที่ต้องพิจารณาในโซนถัดไป	3	

การคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนที่ 3 จึงพิจารณา bus 2 เป็น bus เริ่มต้น ซึ่ง bus นี้ได้เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้า 3 และ 7 เริ่มจากพิจารณาสายไฟฟ้า 3 (พิจารณาทีละสาย)

- ตรวจสอบสายไฟฟ้า 3 จะพบว่าไม่มีอุปกรณ์ป้องกันติดอยู่จึงต้องหา bus ที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้า 3 ซึ่งก็คือ bus 4 จากภาพจะเห็นได้ว่า bus 4 จะถูกเชื่อมต่อเข้ากับสายไฟฟ้า 4
- ตรวจสอบสายไฟฟ้า 4 จะพบว่าไม่มีอุปกรณ์ป้องกันติดอยู่จึงต้องหา bus ที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้า 4 ซึ่งก็คือ bus 5 จากภาพจะเห็นได้ว่า bus 5 จะถูกเชื่อมต่อเข้ากับสายไฟฟ้า 5
- ตรวจสอบสายไฟฟ้า 5 จะพบว่ามีอุปกรณ์ป้องกันติดอยู่จึงต้องหยุดการคำนวณ

ดังนั้น จึงเก็บค่าบัสและสายไฟฟ้าทั้งหมดก่อนถึงสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกันเป็นคือ บัส 3, 4 และบัส 5 และสายไฟฟ้า 2, 3 และ 4 ตามลำดับ หลังจากนั้นจึงได้เก็บตำแหน่งบัสสุดท้ายของสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกันซึ่งก็คือ บัส 6

ในทำนองเดียวกันเมื่อเริ่มต้นพิจารณาที่สายไฟฟ้า Z จะเก็บค่าบัสและสายไฟฟ้าทั้งหมดก่อนถึงสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกันเป็นคือ บัส 3 และบัส 8 และสายไฟฟ้า Z ตามลำดับ โดยตำแหน่งบัสสุดท้ายของสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกันคือ บัส 9 เมื่อสิ้นสุดการคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์โซนที่ 3 จะสามารถแสดงในภาพที่ 4.14 และตารางที่ 4.3 ตามลำดับ

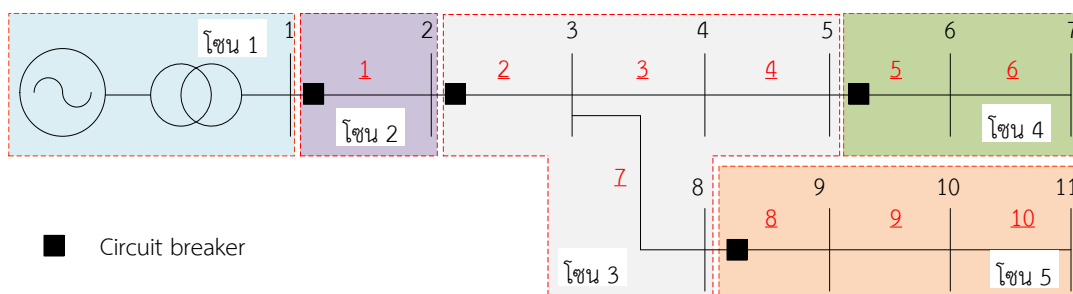


ภาพที่ 4.14 ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันโซนที่ 3

ตารางที่ 4.3 การคำนวณขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์โซนที่ 3

บัสที่พิจารณา	3			
สายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับบัส	3		Z	
ขอบเขตการป้องกัน	บัส : 3, 4, 5	สายไฟฟ้า : 2, 3, 4	บัส : 3, 8	สายไฟฟ้า : Z
บัสที่ต้องพิจารณาในโซนถัดไป	6		9	

การคำนวณในลักษณะนี้จะดำเนินต่อไปจนกระทั่งครบสายไฟฟ้าทุกเส้น (ถึงบัสปลายทาง) สำหรับระบบทดสอบตัวอย่างตามภาพที่ 4.9 นี้จะสามารถแบ่งขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันได้ทั้งหมด 5 โซนดังภาพที่ 4.15 โดยแต่ละโซนจะมีการป้องกันการลัดวงจรที่สายไฟฟ้าและบัสแตกต่างกันดังตารางที่ 4.4



ภาพที่ 4.15 ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบทดสอบตัวอย่าง

ตารางที่ 4.4 ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบทดสอบตัวอย่าง

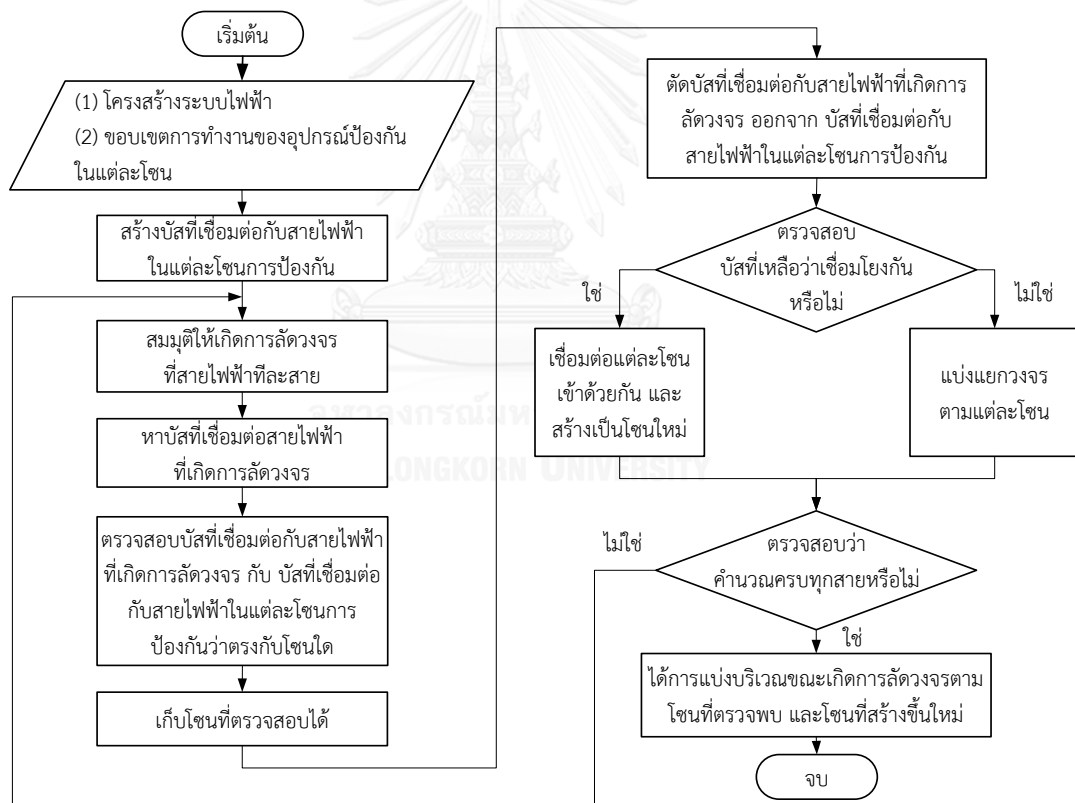
ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน	บัส	สายไฟฟ้า
โชนที่ 1	1	-
โชนที่ 2	2	1
โชนที่ 3	3, 4, 5, 8	2, 3, 4, 7
โชนที่ 4	6, 7	5, 6
โชนที่ 5	9, 10, 11	8, 9, 10

หลังจากทราบถึงการแบ่งโซนการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแล้ว ในลำดับถัดไปจะเป็นการคำนวณการแบ่งวงจรขณะเกิดการลัดวงจร และกำหนดให้เกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้าเท่านั้น ขั้นตอนในส่วนนี้การแบ่งวงจรขณะเกิดการลัดวงจรจะมีทั้งหมด 9 ขั้นตอน ดังต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1** รับข้อมูล
- (1) โครงสร้างของระบบไฟฟ้า
 - (2) ขอบเขตการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในแต่ละโซน
- ขั้นตอนที่ 2** สร้างบัสที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้าในแต่ละโซนการป้องกัน และเก็บเป็นข้อมูลไว้ในโซนการป้องกันแต่ละโซนโดยถือว่าเป็นข้อมูลอีกประเภทหนึ่ง
- ขั้นตอนที่ 3** สมมติให้เกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้าที่ละสาย
- ขั้นตอนที่ 4** หาบัสที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้าที่เกิดการลัดวงจร
- ขั้นตอนที่ 5** นำบัสในขั้นตอนที่ 4 ไปตรวจสอบกับบัสที่สร้างขึ้นในขั้นตอนที่ 2 ว่าตรงกับโซนใด และเก็บโซนนั้นไว้
- ขั้นตอนที่ 6** ตัดบัสที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้าที่เกิดการลัดวงจรตามขั้นตอนที่ 4 ออกจากบัสที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้าในแต่ละโซนการป้องกันที่สร้างขึ้นในขั้นตอนที่ 2

- ขั้นตอนที่ 7** ตรวจสอบบัสที่เหลือจากขั้นตอนที่ 6 ว่าเชื่อมโยงกันในแต่ละโซนหรือไม่
- (1) หากเชื่อมโยงกัน ให้เชื่อมต่อแต่ละโซนเข้าด้วยกัน และสร้างเป็นโซนใหม่
 - (2) หากไม่เชื่อมโยงกัน ให้แบ่งแยกวงจรออกตามแต่ละโซน
- ขั้นตอนที่ 8** ตรวจสอบการคำนวณสายไฟฟ้าที่ลัดวงจรว่าครบหรือไม่
- (1) หากครบ ให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 9
 - (2) หากไม่ครบ ให้กลับไปคำนวณใหม่ตั้งแต่ขั้นตอนที่ 3
- ขั้นตอนที่ 9** สิ้นสุดการคำนวณ และได้รับการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรตามโซนในขั้นตอนที่ 5 และโซนที่สร้างขึ้นตามขั้นตอนที่ 7

จากขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรตามที่ได้กล่าวมาข้างต้น สามารถสรุปเป็นแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 4.16



ภาพที่ 4.16 ขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร

พิจารณาตัวอย่างระบบทดสอบซึ่งได้คำนวณหาขอบเขตการป้องกันในแต่ละโซนไปในส่วนที่ผ่านแล้วนั้น จะสามารถคำนวณหาการแบ่งแยกวงจรขณะเกิดการลัดวงจรได้ เริ่มต้นด้วยการสร้างบัสที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้าในแต่ละโซนการป้องกันเพิ่มเติม ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 การสร้างบัสที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้าในแต่ละโซนการป้องกันเพิ่มเติม

ขอบเขตการทำงาน ของอุปกรณ์ป้องกัน	เขตและสายไฟฟ้าจากการแบ่งโซน		เขตที่สร้างขึ้นใหม่	นำเขตมาสร้างความเชื่อมโยงในแต่ละบัส
	บัส	สายไฟฟ้า	บัสที่เชื่อมต่อกับ สายไฟฟ้า	บัสของแต่ละโซนที่เขียนใหม่
โซนที่ 1	1	-	-	1
โซนที่ 2	2	<u>1</u>	1, 2	1, 2
โซนที่ 3	3, 4, 5, 8	<u>2, 3, 4, 7</u>	2, 3, 4, 5, 8	2, 3, 4, 5, 8
โซนที่ 4	6, 7	<u>5, 6</u>	5, 6, 7	5, 6, 7
โซนที่ 5	9, 10, 11	<u>8, 9, 10</u>	8, 9, 10, 11	8, 9, 10, 11

จากตารางที่ 4.5 สามารถกำหนดการเชื่อมต่อของบัสในแต่ละโซนการป้องกันได้ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 การกำหนดการเชื่อมโยงของบัสในแต่ละโซนการป้องกัน

ขอบเขต การป้องกัน	บัส										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
โซนที่ 1	×										
โซนที่ 2	×	×									
โซนที่ 3		×	×	×	□			×			
โซนที่ 4					□	×	×				
โซนที่ 5								×	×	×	×

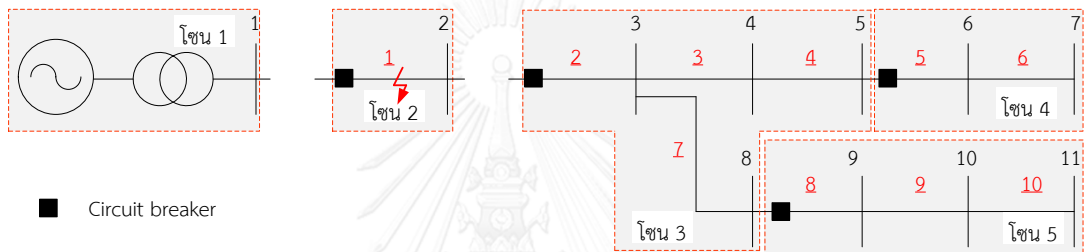
หลักจากนั้นตรวจสอบการลัดวงจรของสายไฟฟ้าทุกตำแหน่งในระบบ ในที่นี้จะยกตัวอย่างเฉพาะสายไฟฟ้า 1, 2, 5 และ 8 ซึ่งเป็นตัวแทนของการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในแต่ละโซน พิจารณาการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 1 จะพบว่าการแบ่งวงจรในส่วนแรกจะเป็นการป้องกันโซนที่ 2 หลังจากนั้นจะตรวจสอบว่าการแบ่งแยกวงจรส่วนที่เหลือจะเชื่อมโยงต่อกันหรือไม่ ด้วยการตัดบัส 1 และบัส 2 ออกจากบัสที่เชื่อมต่อกับสายไฟฟ้าในแต่ละโซนการป้องกัน ดังตารางที่ 4.7 และจะพบว่าวงจรจะถูกแบ่งออกเป็นอีก 2 ส่วน คือ (1) ส่วนของโซนที่ 1 และ (2) ส่วนของโซนที่ 3 และโซนที่ 4 ที่เชื่อมต่อกันผ่านบัส 5 และโซนที่ 3 กับโซนที่ 5 เชื่อมต่อกันผ่านบัส 8 ดังภาพที่ 4.17

ตารางที่ 4.7 การคำนวณการแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 1

โชน 1 และ 2 แยกออกจากระบบ

ขอบเขต การป้องกัน	บัส											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
โชนที่ 1	×											
โชนที่ 2	×	×										
โชนที่ 3		×	×	×	□			□				
โชนที่ 4					□	×	×	□				
โชนที่ 5									×	×	×	×

ตัดบัส 1 และ 2
โชน 3 และ 4 เชื่อมกัน
โชน 3 และ 5 เชื่อมกัน



ภาพที่ 4.17 การแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 1

จากภาพที่ 4.17 จะเห็นได้ว่าหากเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 1 จะทำให้ระบบไฟฟ้าถูกแบ่งแยกวงจรออกเป็น 3 วงจร ดังต่อไปนี้ (1) วงจรที่ 1 : ประกอบด้วย โชนที่ 1, (2) วงจรที่ 2 : ประกอบด้วย โชนที่ 2 และ (3) วงจรที่ 3 : ประกอบด้วย โชนที่ 3 โชนที่ 4 และโชนที่ 5 ตามลำดับ

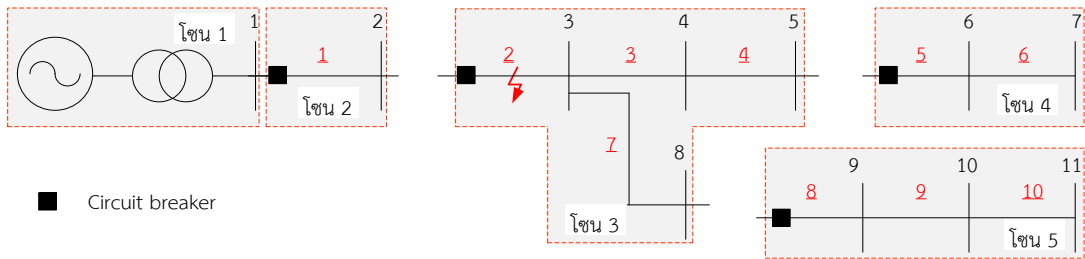
ในทำนองเดียวกันเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 2, 5 และ 8 จะเกิดการแบ่งแยกวงจรดังตารางที่ 4.8 ถึง 4.10 ตามลำดับ และภาพที่ 4.18 ถึง 4.20 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.8 การคำนวณการแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 2

วงจรที่ 1 : โชนที่ 1 และ โชนที่ 2

ขอบเขต การป้องกัน	บัส											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
โชนที่ 1	×											
โชนที่ 2	×	×										
โชนที่ 3		×	×	×	×			×				
โชนที่ 4					×	×	×					
โชนที่ 5								×	×	×	×	×

วงจรที่ 2 : โชนที่ 3
วงจรที่ 3 : โชนที่ 4
วงจรที่ 4 : โชนที่ 5



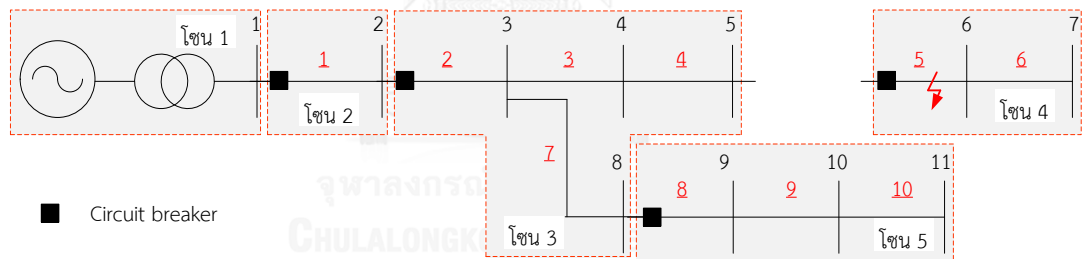
ภาพที่ 4.18 การแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 2

ตารางที่ 4.9 การคำนวณการแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 5

ขอบเขต การป้องกัน	บัส										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
โซนที่ 1	×										
โซนที่ 2	×	□									
โซนที่ 3		□	×	×	×			□			
โซนที่ 4				×	×	×					
โซนที่ 5								□	×	×	×

วงจรถัดที่ 1 : โซนที่ 1 โซนที่ 2 โซนที่ 3 และ โซนที่ 5

วงจรถัดที่ 2 : โซนที่ 4



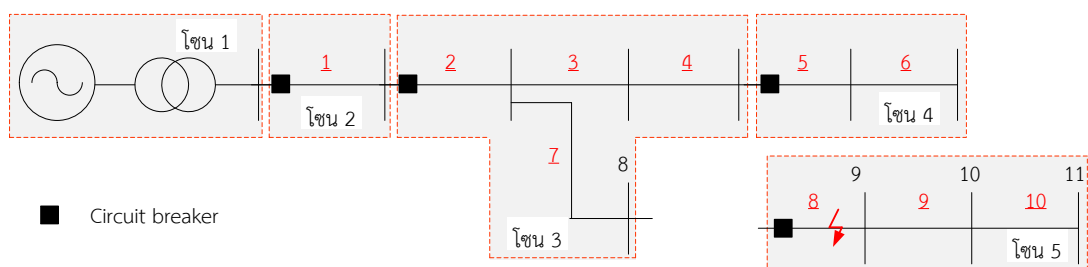
ภาพที่ 4.19 การแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 5

ตารางที่ 4.10 การคำนวณการแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 8

ขอบเขต การป้องกัน	บัส										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
โซนที่ 1	×										
โซนที่ 2	×	□									
โซนที่ 3		□	×	×	×			×			
โซนที่ 4					□	×	×				
โซนที่ 5								×	×	×	×

วงจรถัดที่ 1 : โซนที่ 1 โซนที่ 2 โซนที่ 3 และโซนที่ 4

วงจรถัดที่ 2 : โซนที่ 5



ภาพที่ 4.20 การแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้า 8

ดังนั้น สำหรับระบบทดสอบตัวอย่างนี้ จึงสามารถสรุปการแบ่งแยกวงจรไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้าในทุกกรณีได้ ดังตารางที่ 4.11

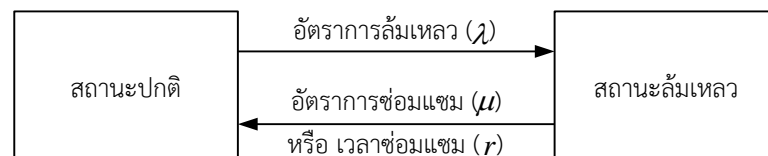
ตารางที่ 4.11 สรุปการแบ่งแยกวงจรไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจรที่สายไฟฟ้าในทุกกรณีสำหรับระบบทดสอบตัวอย่าง

ตำแหน่งการลัดวงจร	การแบ่งแยกวงจรไฟฟ้า			
	วงจร 1	วงจร 2	วงจร 3	วงจร 4
สายไฟฟ้า : <u>1</u>	โซนที่ 2	โซนที่ 1	โซนที่ 3 + โซนที่ 4 + โซนที่ 5	
สายไฟฟ้า : <u>2, 3, 4, 7</u>	โซนที่ 3	โซนที่ 1 + โซนที่ 2	โซนที่ 4	โซนที่ 5
สายไฟฟ้า : <u>5, 6</u>	โซนที่ 4	โซนที่ 1 + โซนที่ 2 โซนที่ 3 + โซนที่ 5		
สายไฟฟ้า : <u>8, 9, 10</u>	โซนที่ 5	โซนที่ 1 + โซนที่ 2 โซนที่ 3 + โซนที่ 4		

4.2.3.3 การประเมินความเชื่อถือได้

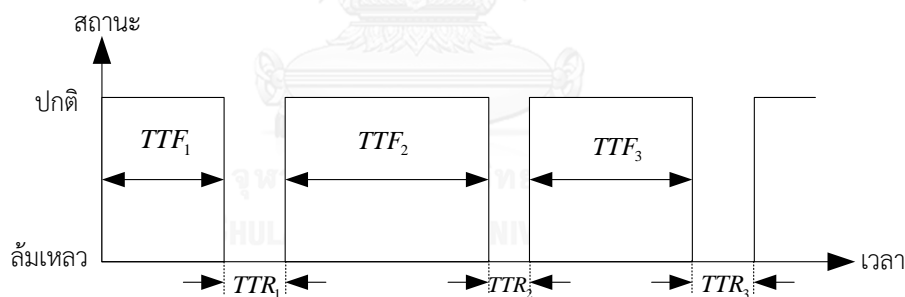
วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไมโครกริดด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) การประเมินความเชื่อถือได้วิธีนี้จะอาศัยกระบวนการสุ่มตัวเลขเพื่อแสดงเหตุการณ์ที่สนใจผ่านข้อมูลเชิงสถิติ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อตรวจสอบและคาดการณ์พฤติกรรมอุปกรณ์ภายในระยะเวลาที่ได้จำลองขึ้น โดยผลลัพธ์ที่ได้จากการจำลองมักออกมาในรูปของความถี่หรือการกระจายตัวของความน่าจะเป็นที่สนใจ และสามารถประมาณในรูปค่าเฉลี่ยได้ อย่างไรก็ตาม การจำลองเหตุการณ์ด้วยกระบวนการสุ่มยังมีด้วยกันอีก 3 วิธีการ คือ (1) การสุ่มสถานะ (2) การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน และ (3) การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน เพราะจำลองพฤติกรรมการทำงานของสายส่งไฟฟ้าได้อย่างแท้จริงผ่านอัตราล้มเหลวและระยะเวลาการซ่อมแซม

การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State duration sampling) เป็นการสุ่มช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ในแต่ละสถานะ หากพิจารณาพฤติกรรมการทำงานของสายส่งไฟฟ้าจะมีเพียง 2 สถานะ คือ “สถานะปกติ” และ “สถานะล้มเหลว” ซึ่งมักถูกจำลองด้วย แบบจำลองการทำงานอุปกรณ์ 2 สถานะของมาร์คอฟ (Two-State-Markov Model) ดังภาพที่ 4.21



ภาพที่ 4.21 แบบจำลองการทำงานอุปกรณ์ 2 สถานะของมาร์คอฟ

ในช่วงเวลาหนึ่งลักษณะการทำงานของสายไฟฟ้าจะมีค่าเป็นช่วงคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ โดยสามารถทำงานได้ในสถานะปกติในช่วงเวลาที่ i ด้วยเวลา TTF_i (Time to failure) หลังจากนั้นจะเกิดเหตุการณ์ล้มเหลวจนไม่สามารถทำงานได้และได้รับการซ่อมแซม ซึ่งอุปกรณ์ใช้เวลาซ่อมแซมในสถานะล้มเหลวด้วยเวลา TTR_i (Time to repair) ภายหลังจากการซ่อมแซมก็สามารถกลับมาทำงานในสถานะปกติได้ดังเดิม จะเห็นได้ว่าสายไฟฟ้าจะมีลักษณะการทำงานในสถานะ “สถานะปกติ, สถานะล้มเหลว, สถานะปกติ, สถานะล้มเหลว, ...” สลับกัน เป็นวงรอบตลอดอายุการใช้งาน ดังภาพที่ 4.22



ภาพที่ 4.22 ลักษณะการทำงานของสายไฟฟ้า

การสุ่มช่วงเวลาการทำงานในแต่ละสถานะเป็นการสุ่มโดยมีสมมุติฐานที่ช่วงเวลาในสถานะปกติจะมีการกระจายตัวแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล (Exponential distribution) และช่วงเวลาในสถานะล้มเหลวจะมีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal distribution) ซึ่งการกระจายทั้งสองสามารถที่จะคำนวณหาค่าช่วงเวลาการทำงานในสถานะปกติ (TTF) และสถานะล้มเหลว (TTR) ได้ดังสมการที่ (4.10) และ (4.11) ตามลำดับ

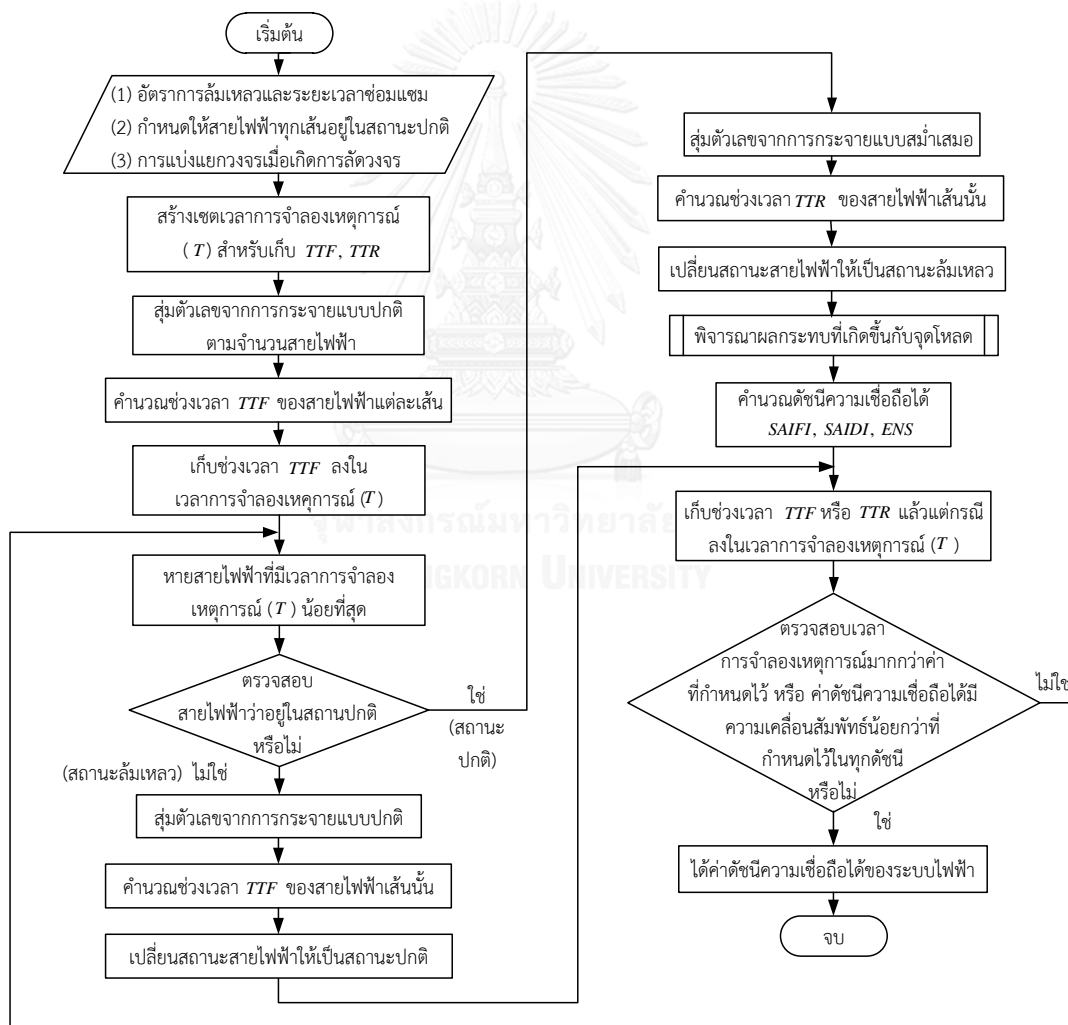
$$TTF = \frac{1}{\lambda} \ln(1-U) \quad (4.10)$$

$$TTR = r + Z \times (0.1r) ; r = \frac{1}{\mu} \quad (4.11)$$

- โดย TTF คือ ช่วงเวลาการทำงานในสถานะปกติ
 TTR คือ ช่วงเวลาการทำงานในสถานะล้มเหลว
 U คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)
 Z คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายแบบปกติ (Normal distribution)
 λ คือ อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)
 μ คือ อัตราการซ่อมแซม (ครั้ง/ปี)
 r คือ ระยะเวลาการซ่อม (ชั่วโมง/ปี)

ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลจะมีทั้งหมด

10 ขั้นตอน ดังภาพที่ 4.23

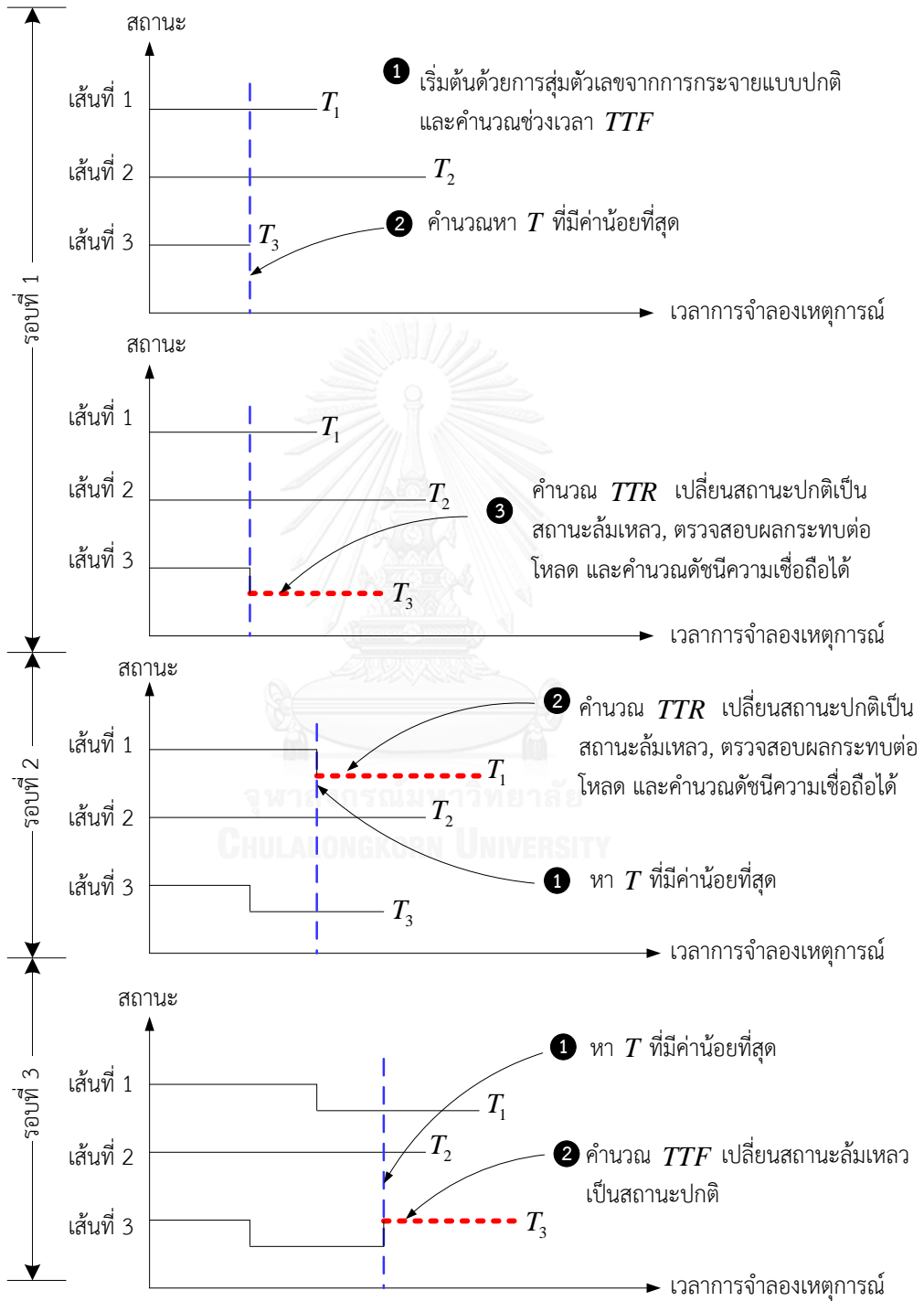


ภาพที่ 4.23 ขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

จากภาพที่ 4.23 รายละเอียดขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลที่ได้กล่าวมาข้างต้น มีดังต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1** รับข้อมูล
- (1) อัตราการล้มเหลวและระยะเวลาซ่อมแซมของสายไฟฟ้าแต่ละเส้น
 - (2) กำหนดให้สายไฟฟ้าทุกเส้นอยู่ในสถานะปกติ
 - (3) การแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจร
- ขั้นตอนที่ 2** สร้างเซตเวลาการจำลองเหตุการณ์ T สำหรับเก็บช่วงเวลา TTF และ TTR
- ขั้นตอนที่ 3** สุ่มตัวเลขจากการกระจายแบบปกติของสายไฟฟ้าแต่ละเส้นในระบบ แล้วคำนวณช่วงเวลา TTF ของสายไฟฟ้าทุกเส้น
- ขั้นตอนที่ 4** เก็บช่วงเวลา TTF ลงเวลาการจำลองเหตุการณ์ T
- ขั้นตอนที่ 5** หาสายไฟฟ้าที่มีช่วงเวลาเวลาการจำลองเหตุการณ์ T น้อยที่สุด
- ขั้นตอนที่ 6** ตรวจสอบสายไฟฟ้าในขั้นตอนที่ 5 ว่าอยู่ในสถานะปกติ หรือไม่
- (1) หากเป็นสถานะปกติ
 - สุ่มตัวเลขจากการกระจายแบบปกติ แล้วคำนวณช่วงเวลา TTR
 - เปลี่ยนสถานะสายไฟฟ้าให้อยู่ในสถานะล้มเหลว
 - ข้ามไปขั้นตอนที่ 9
 - (2) หากไม่เป็นสถานะปกติ (สถานะล้มเหลว)
 - สุ่มตัวเลขจากการกระจายแบบสมมาตร แล้วคำนวณช่วงเวลา TTF
 - เปลี่ยนสถานะสายไฟฟ้าให้อยู่ในสถานะปกติ
- ขั้นตอนที่ 7** พิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับจุดโหลด ซึ่งจะกล่าวต่อไปในภายหลัง
- ขั้นตอนที่ 8** คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ $SAIFI$ $SAIDI$ และ ENS
- ขั้นตอนที่ 9** เก็บช่วงเวลาที่ยังคำนวณได้ตามขั้นตอนที่ 6 ลงในเวลาการจำลองเหตุการณ์ T
- ขั้นตอนที่ 10** ตรวจสอบเวลาในการจำลองเหตุการณ์มากกว่าค่าที่กำหนดไว้ หรือค่าดัชนีความเชื่อถือได้มีความเคลื่อนไหวสัมพัทธ์น้อยกว่าที่กำหนดไว้ในทุกดัชนี หรือไม่
- (1) หากเป็นไปตามเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่ง ให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 11
 - (2) หากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่ง ให้พิจารณาใหม่ตั้งแต่ขั้นตอนที่ 5
- ขั้นตอนที่ 11** สิ้นสุดการคำนวณ และได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

เพื่อความเข้าใจที่มากขึ้นจึงได้แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสถานะของสายไฟฟ้าและเวลาการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ในรอบการคำนวณที่ 1, 2 และ 3 ของระบบไฟฟ้าตัวอย่างที่สายไฟฟ้า 3 เส้น ดังภาพที่ 6.24



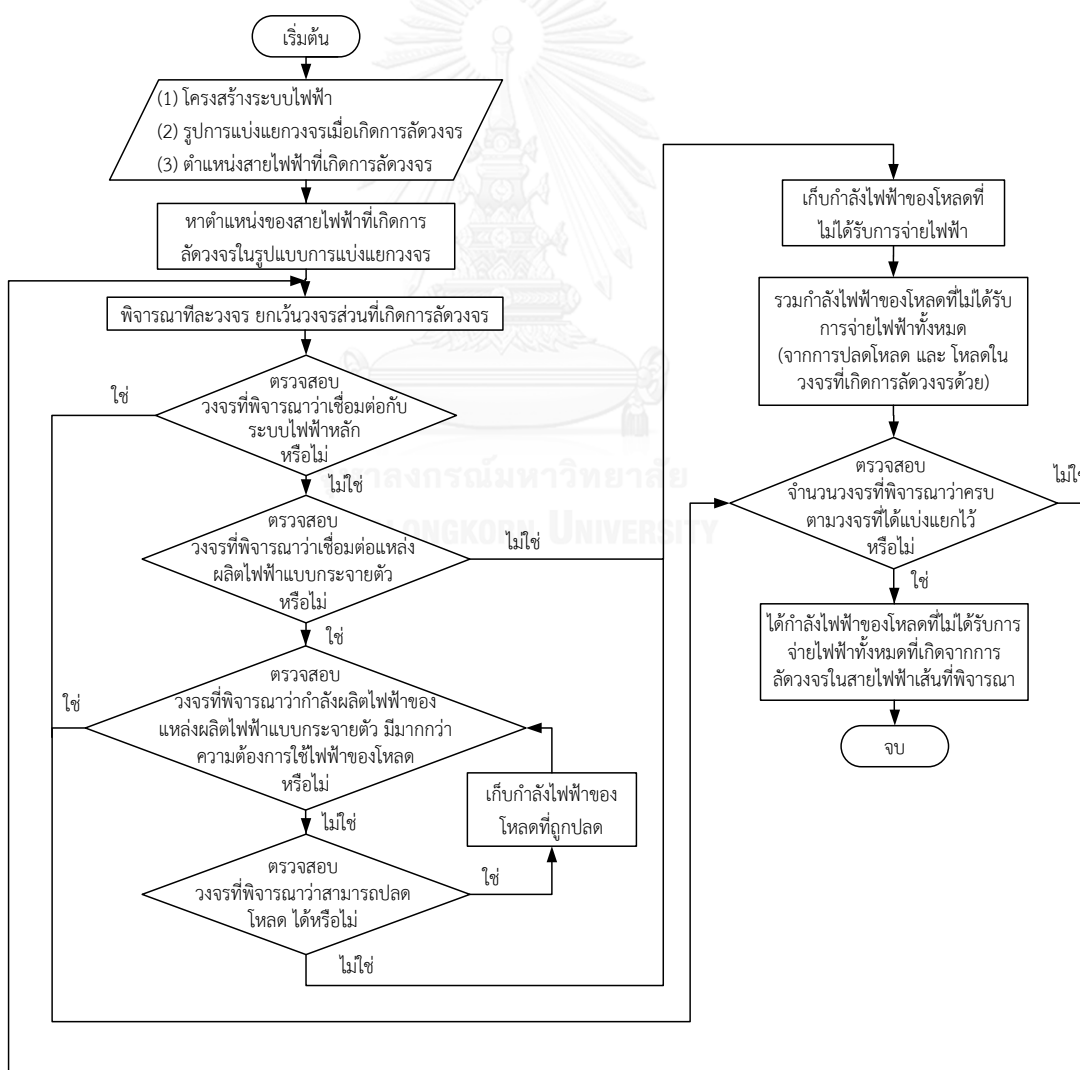
ภาพที่ 4.24 ความสัมพันธ์ระหว่างสถานะสายไฟฟ้าและเวลาการจำลองเหตุการณ์ ในรอบการคำนวณที่ 1, 2 และ 3 ของระบบไฟฟ้าที่สายไฟฟ้า 3 เส้น

จากขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ที่ได้อธิบายมาข้างต้นจะสังเกตได้ว่าในขั้นตอนที่ 7 การพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับจุดโหลดจะต้องมีขั้นตอนพิจารณาย่อยอีก ซึ่งขั้นตอนย่อยนี้จะมีทั้งหมด 11 ขั้นตอน ดังต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1** รับข้อมูล
- (1) โครงสร้างของระบบไฟฟ้า
 - (2) รูปการแบ่งแยกวงจรเมื่อเกิดการลัดวงจร
 - (3) ตำแหน่งสายไฟฟ้าที่เกิดการลัดวงจร
- ขั้นตอนที่ 2** หาตำแหน่งของสายไฟฟ้าที่เกิดการลัดวงจรในรูปแบบการแบ่งแยกวงจร
- ขั้นตอนที่ 3** พิจารณาที่ลัดวงจร ยกเว้นวงจรส่วนที่เกิดการลัดวงจร
- ขั้นตอนที่ 4** ตรวจสอบวงจรจากขั้นตอนที่ 3 ว่าเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักหรือไม่
- (1) เชื่อมต่ออยู่ ให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 10
 - (2) ไม่เชื่อมต่ออยู่ พิจารณาขั้นตอนถัดไป
- ขั้นตอนที่ 5** ตรวจสอบวงจรจากขั้นตอนที่ 4 (2) ว่าเชื่อมต่อกับแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวแบบกระจายตัวได้หรือไม่
- (1) เชื่อมต่ออยู่ ให้พิจารณาขั้นตอนถัดไป
 - (2) ไม่เชื่อมต่ออยู่ ให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 8
- ขั้นตอนที่ 6** ตรวจสอบวงจรจากขั้นตอนที่ 5 (1) หรือขั้นตอนที่ 7 (1) แล้วแต่กรณี ว่ากำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวมีมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของโหลดหรือไม่ (แหล่งผลิตไฟฟ้านี้จะหมายถึงระบบกักเก็บพลังงานด้วย)
- (1) มีกำลังการผลิตมากกว่า ให้ข้ามไปขั้นตอนที่ 10
 - (2) ไม่มีกำลังผลิตมากกว่า (น้อยกว่า) ให้พิจารณาขั้นตอนถัดไป
- ขั้นตอนที่ 7** ตรวจสอบวงจรจากขั้นตอนที่ 6 (2) ว่าสามารถปลดโหลดตามโซนการป้องกันในวงจรที่กำลังพิจารณาได้หรือไม่
- (1) สามารถปลดโหลดได้ ให้เก็บกำลังไฟฟ้าของโหลดที่ถูกปลด และย้อนกลับไปพิจารณาใหม่ตั้งแต่ขั้นตอนที่ 6
 - (2) ไม่สามารถปลดโหลดได้ ให้พิจารณาขั้นตอนถัดไป
- ขั้นตอนที่ 8** เก็บปริมาณกำลังไฟฟ้าของโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้า

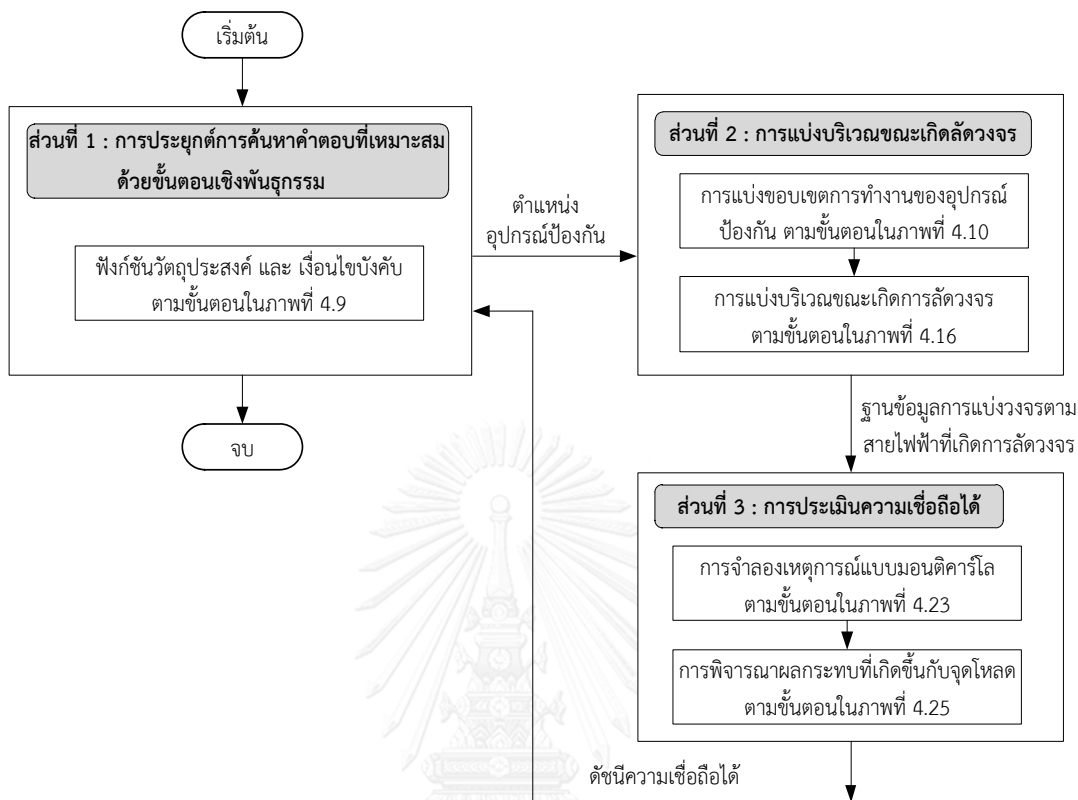
- ขั้นตอนที่ 9** รวมกำลังไฟฟ้าของโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าในขั้นตอนที่ 5 (2) และขั้นตอนที่ 7 (2) , กำลังไฟฟ้าของโหลดที่ถูกปลดในขั้นตอนที่ 7 (1) และโหลดในวงจรที่ลัดวงจร
- ขั้นตอนที่ 10** ตรวจสอบจำนวนวงจรที่พิจารณาว่าครบตามวงจรที่ได้แบ่งแยกไว้หรือไม่
- (1) ครบตามจำนวน ให้พิจารณาขั้นตอนถัดไป
 - (2) ไม่ครบตามจำนวน ให้พิจารณาใหม่ตั้งแต่ขั้นตอนที่ 3
- ขั้นตอนที่ 11** สิ้นสุดการคำนวณ และได้กำลังไฟฟ้าของโหลดที่ไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่เกิดจากการลัดวงจรในสายไฟฟ้าเส้นที่พิจารณา

จากขั้นตอนการพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับจุดโหลดที่ได้กล่าวมาข้างต้น สามารถสรุปเป็นแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 4.25



ภาพที่ 4.25 ขั้นตอนการพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับจุดโหลด

กล่าวโดยสรุป การเรียกใช้งานโปรแกรมการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันได้พัฒนาขึ้นทั้ง 3 ส่วน จะมีความเชื่อมโยงกันดังภาพที่ 4.26



ภาพที่ 4.26 การเรียกใช้งานโปรแกรมการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันได้พัฒนาขึ้นทั้ง 3 ส่วน

4.3 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน

หลังจากทราบถึงตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันแล้ว ขั้นตอนถัดไปต้องกำหนดคุณลักษณะการทำงาน (การปรับตั้งค่า) อุปกรณ์ป้องกันว่าควรทำงานเวลาใดเมื่อเกิดการลัดวงจร การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริดจะมีลักษณะเดียวกันกับระบบไฟฟ้าทั่วไป เพียงแต่ต้องคำนึงถึงกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสภาวะปกติและกระแสลัดวงจรที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อระบบไฟฟ้าทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ (Islanding) เนื่องจากระบบที่ถูกแยกตัวเป็นอิสระนั้นจะไม่สามารถรับกำลังไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าหลักได้ และอาจมีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบแทน หรือในบางกรณีต้องปลดโหลดบางชนิด เพื่อตอบสนองต่อสภาวะแยกตัวเป็นอิสระ ซึ่งกระบวนการเหล่านี้จะทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายเปลี่ยนแปลงไปทั้งในสภาวะปกติและสภาวะฉุกเฉินเปลี่ยนแปลงไป ประกอบกับในปัจจุบันเทคโนโลยีของอุปกรณ์ป้องกันโดยเฉพาะรีเลย์ได้ถูกพัฒนาอย่างต่อเนื่อง สามารถที่จะกำหนดแผนการป้องกัน (Scheme) ได้หลายรูปแบบ ซึ่งสามารถครอบคลุมการทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระได้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้การค้นหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรมในการหาค่าเวลาปรับตั้ง (TDS) และค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup}) ของอุปกรณ์ป้องกันตามตำแหน่งที่คำนวณได้ในหัวข้อที่ 4.2 พร้อมทั้งคำนึงถึงเวลาการประสานงาน (Coordination time) ของอุปกรณ์ป้องกันขั้นต้น (Primary protection) และอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Backup protection) ด้วย สำหรับการดำเนินงานของอุปกรณ์ป้องกันหน้าตำแหน่งแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะกำหนดให้ปลดตัวทุกครั้งที่เกิดการลัดวงจร หลังจากนั้นจึงทำปิดวงจรกลับมาก่ออีกครึ่งหนึ่งหากกำลังการผลิตไฟฟ้าเพียงพอที่จะจ่ายให้กับโหลดของวงจรที่ถูกแบ่งแยกออกมาได้ ก็จะเกิดการแยกตัวเป็นอิสระ ดังนั้น จึงไม่พิจารณาการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันหน้าแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว

4.3.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขบังคับ

อุปกรณ์ป้องกันที่ดีต้องทำงานอย่างรวดเร็ว (ใช้เวลาน้อยที่สุด) ในการปลดวงจรไฟฟ้าที่เกิดการลัดวงจรออกจากระบบไฟฟ้าหลัก โดยอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้กับตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรมากที่สุดต้องทำงานก่อน แต่หากอุปกรณ์ป้องกันตัวนั้นไม่ทำงานอุปกรณ์ป้องกันในลำดับถัดไปต้องทำงานแทน เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้าโดยรวมทั้งระบบ ไม่ว่าจะเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่งใด อุปกรณ์ป้องกันในแต่ละขอบเขตการป้องกันนั้นย่อมต้องทำงานด้วยเวลาน้อยที่สุด (อุปกรณ์ป้องกันทุกตัวต้องทำงานอย่างรวดเร็วเมื่อเกิดการลัดวงจร)

ดังนั้น จึงสามารถกำหนดปัญหาการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกัน ด้วยการหาค่าเวลาปรับตั้ง (TDS) และค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup}) ของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว ที่ทำให้อุปกรณ์ป้องกันนั้นๆ ทำงานด้วยเวลาน้อยที่สุด หรือพิจารณาในมุมมองของระบบไฟฟ้า คือ การหาค่าเวลาปรับตั้ง (TDS) และค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup}) ที่ทำให้ผลรวมของเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบไฟฟ้ามินิมัมน้อยที่สุด ซึ่งสามารถจำลองเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ดังสมการที่ (4.12)

$$\text{Minimize } T = \sum_{i=1}^m t_{i,k} \quad (4.12)$$

โดย m คือ จำนวนอุปกรณ์ป้องกัน

$t_{i,k}$ คือ เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่ i เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส k (s)

T คือ ผลรวมของเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวในระบบ (s)

อย่างไรก็ตาม การหาค่าเวลาปรับตั้ง (TDS) และค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup}) ตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ข้างต้น จำเป็นต้องคำนึงถึงเงื่อนไขการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันด้วย ประกอบด้วย (1) การประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน, (2) ขอบเขตของค่าเวลาปรับตั้ง (TDS) และค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup}) ที่เป็นไปได้ และ (3) คุณลักษณะเฉพาะของอุปกรณ์ป้องกัน

■ การประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

การประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเป็นสิ่งที่ต้องคำนึงถึงเป็นอย่างมากในการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน เนื่องจากเมื่อเกิดการลัดวงจร อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้ตำแหน่งที่ลัดวงจรที่สุดต้องทำงานก่อน ซึ่งเรียกอุปกรณ์ป้องกันตัวนั้นว่าอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Main protection หรือ Primary protection) และให้อุปกรณ์ป้องกันตัวถัดไปเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Back up protection) เพื่อให้ทำการป้องกันระบบไฟฟ้าอีกชั้นหนึ่ง หากอุปกรณ์ป้องกันหลักไม่ทำงาน โดยที่ระยะห่างของการทำงานอุปกรณ์ป้องกันทั้ง 2 ตัวจะถูกกำหนดด้วย ระยะเวลาประสานการป้องกัน (Coordination Time Interval : CTI) โดยระบบป้องกันที่ตื้นนั้นอุปกรณ์ป้องกันสำรองต้องไม่ทำงานก่อนอุปกรณ์ป้องกันหลัก ยกเว้นเมื่ออุปกรณ์ป้องกันหลักไม่ทำงาน และอยู่ในขอบเขตของระยะเวลาประสานการป้องกัน ดังสมการที่ (4.13)

$$t_{backup} - t_{primary} \geq CTI \quad (4.13)$$

โดย CTI คือ ระยะเวลาประสานการป้องกัน (s)

t_{backup} คือ เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (s)

$t_{primary}$ คือ เวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกันหลัก (s)

ทั้งนี้ ค่า CTI มีค่าไม่เท่ากันขึ้นอยู่กับชนิดของรีเลย์ป้องกัน โดยรีเลย์ประเภทแม่เหล็กไฟฟ้ามีค่า CTI ประมาณ 0.3 – 0.4 วินาที และรีเลย์ประเภทไมโครโพรเซสเซอร์มีค่า CTI ประมาณ 0.1 – 0.2 วินาที [52]

■ ขอบเขตของค่าเวลาปรับตั้ง (TDS) และค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup})

ในการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสิ่งสำคัญที่ต้องคำนึงถึงคือ ค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup}) และค่าเวลาปรับตั้ง (TDS) เนื่องจากค่าเหล่านี้ส่งผลโดยตรงต่อระยะเวลาทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน ดังนั้นค่าปรับตั้งเหล่านี้จะต้องไม่เกินขอบเขตที่กำหนดไว้

ก) ขอบเขตค่าเวลาปรับตั้ง (TDS)

$$TDS_{i,min} \leq TDS_i \leq TDS_{i,max} \quad (4.14)$$

โดย $TDS_{i,min}$ คือ ค่าเวลาปรับตั้งต่ำสุดของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่ i (s)

$TDS_{i,max}$ คือ ค่าเวลาปรับตั้งสูงสุดของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่ i (s)

ทั้งนี้ โดยทั่วไป $TDS_{i,min}$ และ $TDS_{i,max}$ มีค่าเป็น 0.1 และ 1 ตามลำดับ [37]

ข) ขอบเขตค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup})

$$I_{pickup_i, \min} \leq I_{pickup_i} \leq I_{pickup_i, \max} \quad (4.15)$$

โดย $I_{pickup_i, \min}$ คือ ค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่ i (kA)

$I_{pickup_i, \max}$ คือ ค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่ i (kA)

ทั้งนี้ โดยปกติค่ากระแสปรับตั้งต่ำสุด ($I_{pickup_i, \min}$) มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 1.25 เท่าของค่ากระแสไหลสูงสุด เพื่อให้แน่ใจว่าอุปกรณ์ป้องกันจะไม่ทำงานเมื่อกระแสไหลมีค่าต่ำ และค่ากระแสปรับตั้งสูงสุด ($I_{pickup_i, \max}$) มีค่าต่ำกว่าหรือเท่ากับ $2/3$ เท่าของกระแสลัดวงจรต่ำสุด เพื่อให้มั่นใจว่าอุปกรณ์ป้องกันจะทำงานเมื่อกระแสลัดวงจรมีค่าต่ำที่สุด [11]

▪ คุณลักษณะเฉพาะของอุปกรณ์ป้องกัน

อุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาในที่นี้คือ รีเลย์ชนิดผกผันกับกระแส (Inverse time) ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ประเภทตามความผกผันในการทำงาน ได้แก่ Standard Inverse (SI), Very Inverse (VI) และ Extremely Inverse (EI) โดยมีเวลาการทำงานของรีเลย์ ดังสมการที่ (4.16) [40]

$$t(I) = TDS \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pickup}} \right)^B - 1} \right] \quad (4.16)$$

โดย TDS คือ ค่าเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน (s)

t_i คือ ระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตัวที่ i (s)

I คือ กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านเซอร์กิตเบรกเกอร์ (kA)

I_{pickup} คือ ค่ากระแสปรับตั้งที่เซอร์กิตเบรกเกอร์จะเริ่มทำงาน (kA)

สำหรับค่าพารามิเตอร์ A และ B เป็นค่าคงที่ซึ่งขึ้นอยู่กับประเภทคุณลักษณะการทำงานของรีเลย์ แสดงได้ดังตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์ตามมาตรฐาน IEC 60255

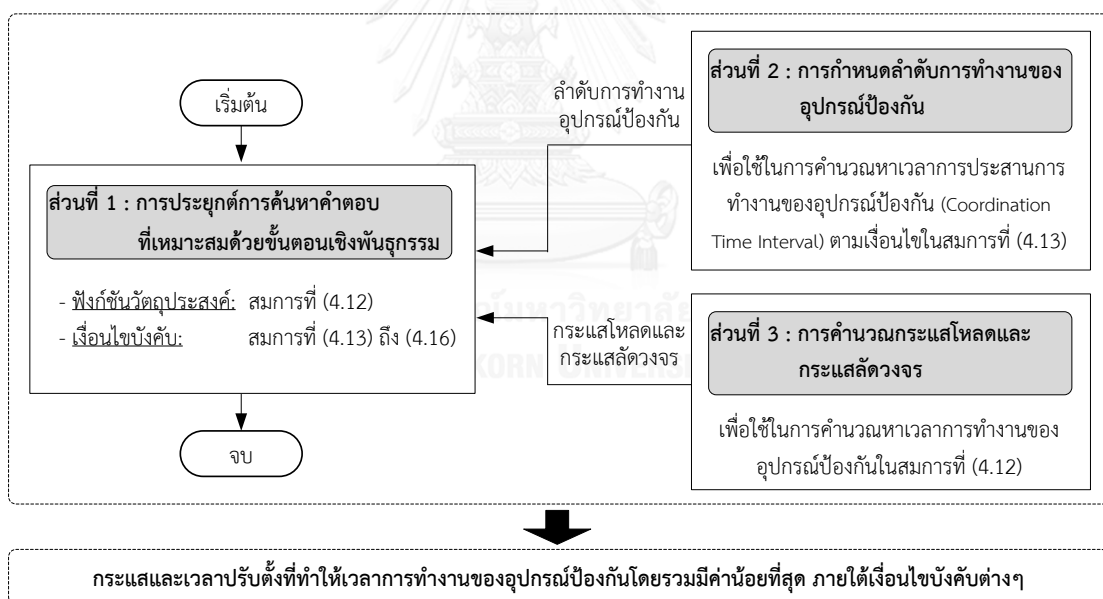
Characteristic	A	B
Standard Inverse (SI)	0.14	0.02
Very Inverse (VI)	13.5	1
Extremely Inverse (EI)	80	2

ดังนั้น จึงสามารถสรุปได้ว่าปัญหาการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ เงื่อนไขบังคับ และคำตอบที่ต้องค้นหาดังต่อไปนี้

- ฟังก์ชันวัตถุประสงค์: สมการที่ (4.12)
- เงื่อนไขบังคับ: สมการที่ (4.13) ถึง (4.16)
- คำตอบที่ต้องค้นหา: **เวลาและกระแสปรับตั้ง** ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด เพื่อให้อุปกรณ์ป้องกันมีเวลาการทำงานน้อยที่สุดเมื่อมีการลัดวงจร ภายใต้เงื่อนไขบังคับต่างๆ

4.3.2 ขั้นตอนการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

ขั้นตอนการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันที่ได้พัฒนาขึ้นมีด้วยกัน 3 ส่วน คือ (1) การประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม, (2) การกำหนดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน (Primary and back up protection) และ (3) การคำนวณกระแสโหลดและกระแสลัดวงจร โดยภาพรวมการเชื่อมโยงกระบวนการการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน แสดงได้ดังภาพที่ 4.27



ภาพที่ 4.27 ภาพรวมการเชื่อมโยงกระบวนการการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน

จากภาพที่ 4.27 โปรแกรมในส่วนที่ 1 (การประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม) จะเป็นโปรแกรมหลักในการคำนวณค่ากระแสและค่าเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งโปรแกรมในส่วนนี้จะต้องมีการคำนวณเงื่อนไขบังคับและฟังก์ชันวัตถุประสงค์ โดยการคำนวณเงื่อนไขบังคับจะต้องหาเวลาการประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันด้วยโปรแกรมส่วนที่ 2 (การกำหนดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน) และในการคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่กำหนดให้ใช้

เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์นั้น จะต้องใช้กระแสไหลดและกระแสลัดวงจรเป็นตัวแปรในสมการการคำนวณ ซึ่งจะถูกคำนวณจากโปรแกรมในส่วนของที่ 3 (การคำนวณกระแสลัดวงจรและกระแสไหลด) รายละเอียดการทำงานของโปรแกรมในแต่ละส่วนมีดังต่อไปนี้

4.3.2.1 การประยุกต์การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm: GA) ในการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งเป็นวิธีการเดียวกับการกำหนดตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด แต่มีวิธีการในการเข้ารหัสและถอดรหัสโครโมโซมที่แตกต่างกัน เนื่องจากผลลัพธ์ของปัญหาการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันจะเป็นตัวแปรต่อเนื่อง

การหาคำตอบที่เป็นตัวแปรต่อเนื่อง ส่วนมากจะนิยมการเข้ารหัสและถอดรหัสด้วยระบบเลขฐานสอง (0 และ 1) และความยาวของโครโมโซม (สตริง) ได้มาจากการเรียงกันของรหัสแบบบิตต่อบิต โดยความยาวของโครโมโซมถูกกำหนดตามความละเอียดของตัวแปรที่ต้องการพิจารณา ดังสมการที่ (4.16)

$$2^{n_i-1} \leq (U_i - L_i) \times 10^{m_i} < 2^{n_i} \quad (4.16)$$

โดย n_i คือ ความยาวโครโมโซมของตัวแปร i

U_i คือ ค่าขอบเขตบนของตัวแปร i

L_i คือ ค่าขอบเขตล่างของตัวแปร i

m_i คือ ค่าความละเอียดของตัวแปร i

หากกำหนดให้ V_i เป็นค่ารหัสโครโมโซมของตัวแปร i ในเลขฐานสิบที่ได้จากการถอดรหัสบิตโครโมโซมที่เป็นเลขฐานสอง ตามสมการที่ (4.17)

$$V_i = \sum_{i=0}^n b_i \times 2^i \quad (4.17)$$

ดังนั้น จากสมการที่ (4.17) สามารถถอดรหัสโครโมโซมให้เป็นคำตอบในเลขฐานสิบในช่วงของตัวแปรที่กำหนดไว้ ได้ดังสมการที่ (4.18)

$$X_i = L_i + V_i \left(\frac{U_i - L_i}{2^{n_i} - 1} \right) \quad (4.18)$$

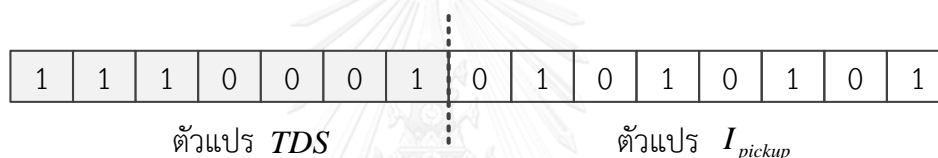
โดย X_i คือ คำตอบของตัวแปร i ในเลขฐานสิบ

ตัวอย่างเช่น กำหนดให้เวลาปรับตั้ง (TDS) มีค่าอยู่ในช่วง 0.02 ถึง 1.20 ($U_i = 0.02$, $L_i = 1.20$) กระแสปรับตั้ง (I_{pickup}) มีค่าอยู่ในช่วง 1.25 ถึง 1.50 ($U_i = 1.25$, $L_i = 1.50$) และต้องการคำตอบที่มีความแม่นยำถึงทศนิยมตำแหน่งที่ 2 ($m = 2$) เมื่อคำนวณความยาวบิตสำหรับเข้ารหัสของตัวแปร TDS และ I_{pickup} ตามสมการที่ (4.16) จะได้ผลลัพธ์ดังสมการที่ (4.19) และ (4.20) ตามลำดับ

$$\text{ตัวแปร } TDS : 64 = 2^6 \leq 118 < 2^7 = 128 \quad (4.19)$$

$$\text{ตัวแปร } I_{pickup} : 128 = 2^7 \leq 250 < 2^8 = 256 \quad (4.20)$$

ดังนั้น จากสมการที่ (4.19) และ (4.20) พบว่าตัวแปร TDS และ I_{pickup} ต้องใช้โครโมโซมที่มีความยาว 7 บิต และ 8 บิตตามลำดับในการเข้ารหัส ในลำดับถัดไปจะยกตัวอย่างของการถอดรหัสโครโมโซม โดยสมมติโครโมโซมของตัวแปร TDS และ I_{pickup} ดังภาพที่ 4.28



ภาพที่ 4.28 ตัวอย่างโครโมโซมของตัวแปร TDS และ I_{pickup}

จากตัวอย่างโครโมโซมของตัวแปร TDS และ I_{pickup} ในภาพที่ 4.28 สามารถถอดรหัสให้เป็นคำตอบในเลขฐานสิบตามสมการที่ (4.18) ได้ดังตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 ตัวอย่างการถอดรหัสคำตอบของตัวแปร TDS และ I_{pickup}

ตัวแปร	รหัสโครโมโซม	ค่ารหัสโครโมโซม (V_i)	คำตอบ (X_i)								
TDS	<table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px 5px;">1</td><td style="padding: 2px 5px;">1</td><td style="padding: 2px 5px;">1</td><td style="padding: 2px 5px;">0</td><td style="padding: 2px 5px;">0</td><td style="padding: 2px 5px;">0</td><td style="padding: 2px 5px;">1</td> </tr> </table>	1	1	1	0	0	0	1	$1110001_2 = 113_{10}$	1.0699_{10}	
1	1	1	0	0	0	1					
I_{pickup}	<table border="1" style="display: inline-table; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="padding: 2px 5px;">0</td><td style="padding: 2px 5px;">1</td><td style="padding: 2px 5px;">0</td><td style="padding: 2px 5px;">1</td><td style="padding: 2px 5px;">0</td><td style="padding: 2px 5px;">1</td><td style="padding: 2px 5px;">0</td><td style="padding: 2px 5px;">1</td> </tr> </table>	0	1	0	1	0	1	0	1	$01010101_2 = 85_{10}$	1.3326_{10}
0	1	0	1	0	1	0	1				

อย่างไรก็ตาม ในระบบไฟฟ้าต้องประกอบด้วยอุปกรณ์หลายตัว ดังนั้น หากทราบจำนวนและตำแหน่งของอุปกรณ์ (ผลลัพธ์ในการกำหนดตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด) ก็จะสามารถกำหนดความยาวของโครโมโซมได้ โดยมีค่าเท่ากับจำนวนบิตของตัวแปร TDS และ I_{pickup} ของอุปกรณ์ป้องกันทั้งหมดที่พิจารณา ตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 ความยาวโครโมโซมสำหรับการปรับค่าอุปกรณ์ป้องกัน m ตัว

ชุดโครโมโซมที่	อุปกรณ์ป้องกันตัวที่ 1						อุปกรณ์ป้องกันตัวที่ 2						...	อุปกรณ์ป้องกันตัวที่ m					
	TDS			I_{pickup}			TDS			I_{pickup}				TDS			I_{pickup}		
1	1	...	0	0	...	1	0	0	0	1	...	1	...	1	0	...	1		
2	0	...	0	1	...	1	0	1	0	...	1	...	1	0	...	1			
...																			
n	0	...	1	1	...	1	1	0	0	...	1	...	1	0	0	...	1		

เมื่อนำการเข้ารหัสและการถอดรหัสโครโมโซมของการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันข้างต้น มาเข้าสู่กระบวนการค้นหาคำตอบด้วยขั้นตอนเชิงพันธุกรรม ก็สามารถหาคำตอบที่บรรลุวัตถุประสงค์ภายใต้เงื่อนไขบังคับต่างๆ ได้ ซึ่งการคำนวณในส่วนนี้จะคล้ายคลึงกับการหาจำนวนและตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในภาพที่ 4.9 เพียงแต่แตกต่างกันที่ข้อมูลขาเข้า และผลลัพธ์ที่ได้ ดังนี้

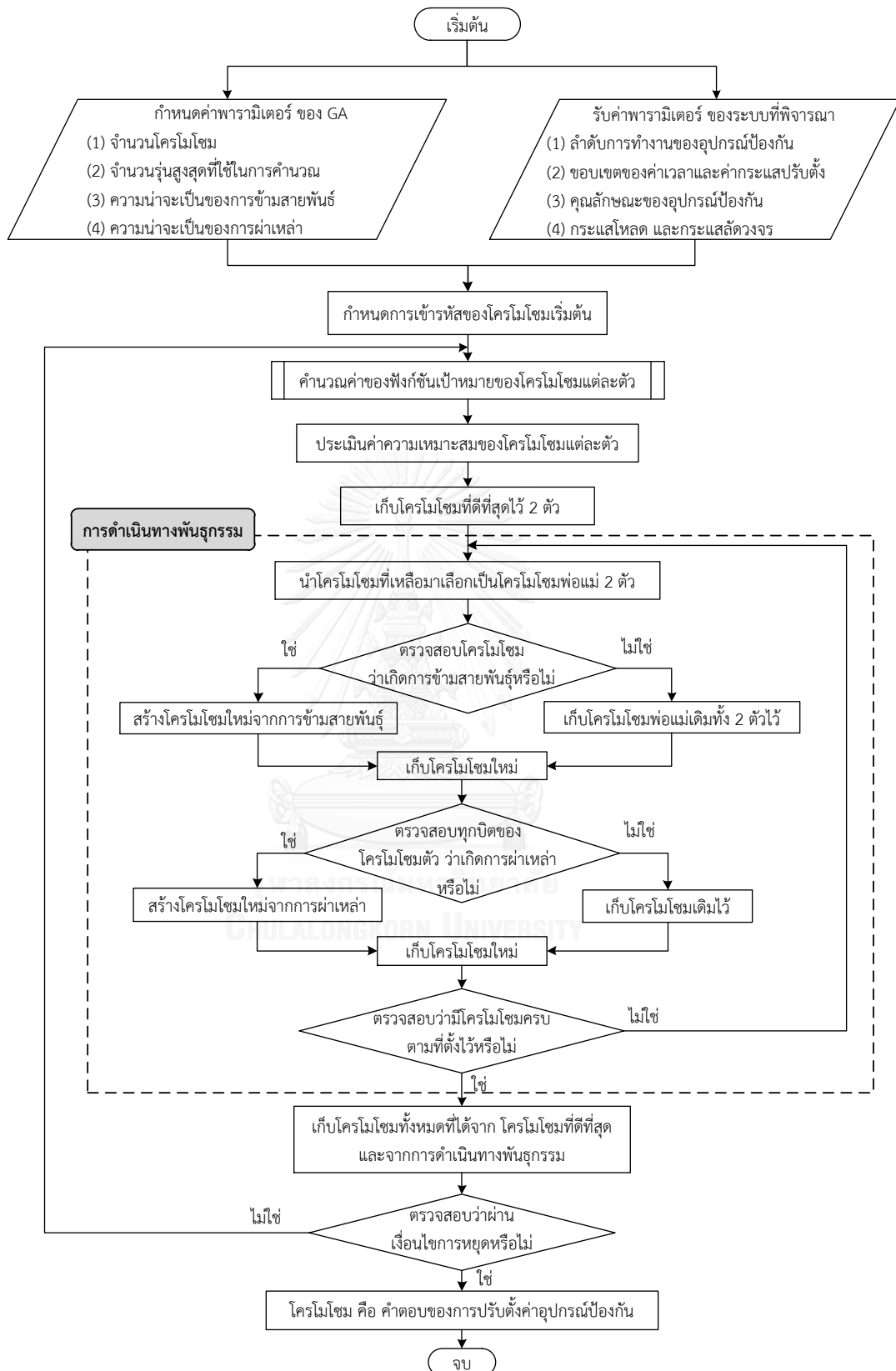
- ข้อมูลขาเข้า

- (1) ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน
- (2) ขอบเขตของค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน
- (3) คุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกัน
- (4) กระแสโหลดและกระแสลัดวงจร

- ผลลัพธ์ที่คำนวณได้จากโปรแกรม

ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว

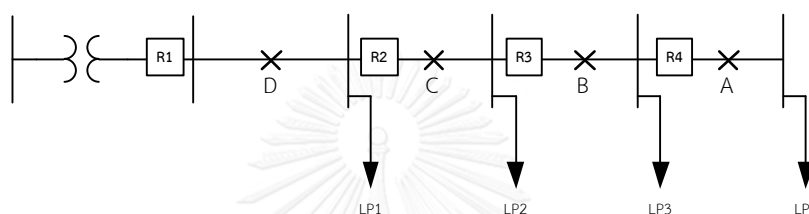
รายละเอียดการคำนวณแสดงได้ดังตารางที่ 4.13 ทั้งนี้ ในการคำนวณผลรวมระยะเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน จะต้องใช้ข้อมูลกระแสโหลด และกระแสลัดวงจร ให้สอดคล้องกับตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว



ภาพที่ 4.29 ขั้นตอนการหาค่าเวลาและค่ากระแสปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกัน

4.3.2.2 การกำหนดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

ขั้นตอนการกำหนดรูปแบบการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันว่าตัวใดจะเป็นอุปกรณ์ป้องกันหลัก และอุปกรณ์ป้องกันสำรองนั้น จะถูกออกแบบให้มีความยืดหยุ่น ใช้การวิเคราะห์ทางกายภาพเป็นหลัก โดยภายหลังที่ทราบถึงตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันของแต่ละสายป้อนจากการวิเคราะห์ในหัวข้อ 4.2 แล้ว โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรในแต่ละสายของระบบ แล้วพิจารณาให้อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้ตำแหน่งลัดวงจรเป็นอุปกรณ์ป้องกันหลัก (Primary protective device) ส่วนอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ห่างออกไปจะทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Back up protective device) ตัวอย่างเช่น ระบบไฟฟ้าในภาพที่ 4.30 จะมีลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตามตารางที่ 4.15



ภาพที่ 4.30 ระบบไฟฟ้าตัวอย่างสำหรับการวิเคราะห์ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

ตารางที่ 4.15 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าตัวอย่าง

Fault Point	Primary Protection	Back up Protection	Fault Point	Primary Protection	Back up Protection
A	R4	R3	C	R2	R1
B	R3	R2	D	R1	-

4.3.2.3 การคำนวณกระแสไหลตและกระแสลัดวงจร

เนื่องจากวิทยานิพนธ์ได้กำหนดให้ผลรวมเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันทุกตัวเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ซึ่งในการคำนวณเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัว จะต้องใช้กระแสไหลตในภาวะปกติ และกระแสลัดวงจร เป็นพารามิเตอร์หลัก รายละเอียดสมการการคำนวณเวลาการทำงานของอุปกรณ์แสดงได้ตามสมการที่ (4.12) อย่างไรก็ตาม โดยทั่วไประบบไมโครกริดมักประกอบด้วยแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีอินเวอร์เตอร์ในการแปลงกระแสไฟฟ้าตรงที่ผลิตได้ให้เป็นกระแสไฟฟ้าสลับเพื่อจ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับโหลด แต่อินเวอร์เตอร์มีคุณสมบัติพิเศษที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรให้ไม่เกิน 1.5 เท่าของกระแสไหลตในสภาวะปกติ ดังนั้น ในการคำนวณกระแสลัดวงจรในระบบไมโครกริดที่มีอินเวอร์เตอร์จะต้องคำนึงคุณสมบัติในส่วนนี้ด้วย โดยรายละเอียดการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าและกระแสลัดวงจร ทั้งในระบบไฟฟ้าปกติและระบบไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์จะมีขั้นตอนตามหัวข้อที่ 3.1 และ 3.2 ในบทที่ 3 ตามลำดับ

บทที่ 5

การทดสอบและวิเคราะห์ผล

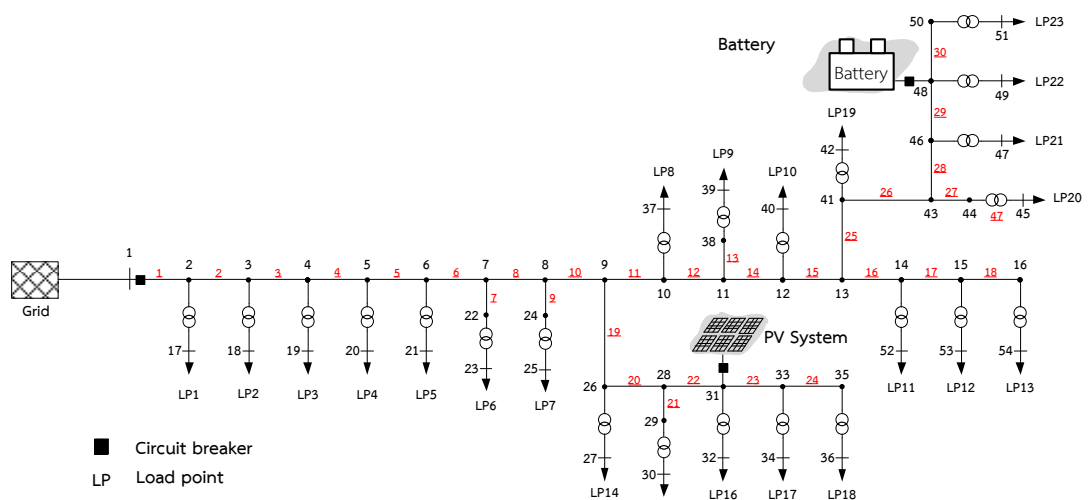
ขั้นตอนการเลือกตำแหน่งและการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันที่ได้พัฒนาขึ้นจะถูกทดสอบด้วยระบบทดสอบ 2 ระบบ คือ (1) ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบ RBTS และ (2) ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบไมโครกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน การทดสอบเริ่มจากการเลือกตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกัน หลังจากนั้นจึงนำตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ได้ไปปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันภายหลัง ซึ่งบทนี้แบ่งออกเป็น 4 หัวข้อ คือ (1) ระบบทดสอบและข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ (2) รูปแบบการทดสอบ, (3) ผลการทดสอบ และ (4) วิเคราะห์ผลการทดสอบ

5.1 ระบบทดสอบและข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทดสอบแนวทางการเลือกตำแหน่ง และการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริดที่ได้พัฒนาขึ้นในบทที่ 4 ด้วยระบบทดสอบ 2 ระบบ ดังนี้

5.1.1 ระบบทดสอบที่ 1 ดัดแปลงจากระบบ RBTS บัส 6 สายป้อนที่ 4

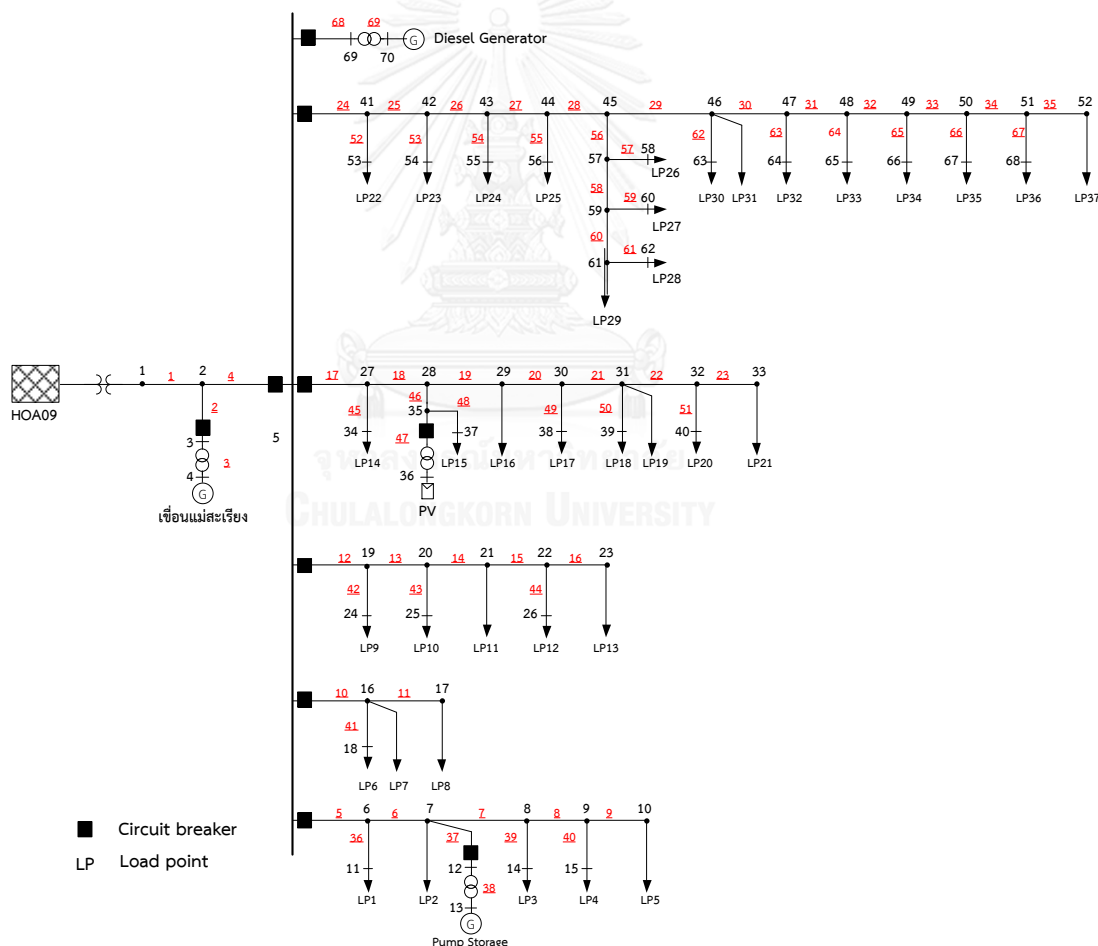
ระบบทดสอบที่ 1 ดัดแปลงมาจากระบบ RBTS (Roy Billinton Test System) บัส 6 สายป้อนที่ 4 [53] โดยเป็นระบบไฟฟ้า 33 กิโลโวลต์ ที่ประกอบด้วยบัส 54 บัส สายไฟฟ้า 53 เส้น และจุดโหลด 23 จุดโหลด มีปริมาณโหลดรวม 4.8155 เมกะวัตต์ 7.7701 เมกะวาร์ และมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 1,183 ราย นอกจากนี้ ยังมีการดัดแปลงระบบให้สอดคล้องกับระบบไมโครกริด โดยมีการติดตั้งแหล่งพลังงาน ระบบกักเก็บพลังงานเพิ่มเติม และมีอุปกรณ์ป้องกันที่ต้นสายป้อนและหน้าแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว/ระบบกักเก็บพลังงาน ดังภาพที่ 5.1 (รายละเอียดระบบไฟฟ้าและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแสดงในภาคผนวก ก)



ภาพที่ 5.1 ระบบดัดแปลง RBTS บัส 6 สายป้อนที่ 4

5.1.2 ระบบทดสอบที่ 2 ดัดแปลงจากระบบไมโครกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน

ระบบทดสอบที่ 2 ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดัดแปลงมากจากระบบไมโครกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน อย่างไรก็ตาม เพื่อให้ง่ายต่อการทดสอบจึงได้ดัดแปลงระบบไฟฟ้าโดยการรวมสายส่งไฟฟ้าและจุดโหลดบางจุดเข้าด้วยกัน ระบบทดสอบนี้เป็นระบบไฟฟ้า 22 กิโลโวลต์ ที่ประกอบด้วยบัส 70 บัส, สายไฟฟ้า 69 เส้น และจุดโหลด 37 จุดโหลด มีปริมาณโหลดรวม 5.1 เมกะวัตต์ 8.2292 เมกะวาร์ และจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด 15,290 ราย นอกจากนี้ กำหนดให้ระบบทดสอบมีอุปกรณ์ป้องกันที่ต้นสายป้อน และหน้าแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว/ระบบกักเก็บพลังงาน ดังภาพที่ 5.2 (รายละเอียดระบบไฟฟ้าและการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแสดงในภาคผนวก ข)



ภาพที่ 5.2 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบไมโครกริด อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน

5.1.3 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดข้อมูลพารามิเตอร์ที่ใช้ในกระบวนการเลือกตำแหน่งและปรับตั้งค่าอุปกรณ์ตามวิธีที่ได้พัฒนาขึ้น ซึ่งประกอบด้วย ราคาอุปกรณ์ป้องกัน เกณฑ์มาตรฐานคุณภาพบริการไฟฟ้า (SAIFI และ SAIDI) และอัตราความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (IER) โดยมีรายละเอียดดังนี้

- **ราคาอุปกรณ์ป้องกัน:** อ้างอิงราคาอุปกรณ์ป้องกัน (รีเลย์) จากคู่มือฝึกอบรม โครงการศึกษาความเหมาะสมการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน ราคา 1,000,000 บาท [28] และกำหนดให้ใช้รีเลย์มีคุณลักษณะแบบรีเลย์ตัวเลข (Numerical relay) ตลอดการทดสอบ
- **เกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณา** (ดัชนี SAIFI และ ดัชนี SAIDI): เนื่องจากระบบทดสอบไม่ได้อ้างอิงอัตราการล้มเหลว และระยะเวลาซ่อมแซมจากระบบไฟฟ้าของประเทศ ทำให้ไม่สามารถกำหนดเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพบริการไฟฟ้า (ความเชื่อถือได้) ให้เป็นไปตามการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ จึงกำหนดให้เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณาลดลงเป็นจำนวนของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน เช่น ก่อนติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้ามีดัชนี SAIFI 2.15 ครั้ง/ปี และดัชนี SAIDI 23.45 ชั่วโมง/ปี หากกำหนดให้ติดตั้งอุปกรณ์แล้วระบบไฟฟ้าต้องมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่าเดิม 20% ดังนั้น เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณาจะมีค่าดัชนี SAIFI 1.72 ครั้ง/ปี (2.15×0.8) และดัชนี SAIDI 18.76 ชั่วโมง/ปี (23.45×0.8) เป็นต้น
- **อัตราความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (IER) :** อ้างอิงข้อมูลจากโครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ซึ่งจัดทำโดยมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ [54] โดยกำหนดให้ค่าเป็น 81.94 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

5.2 รูปแบบการทดสอบ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งรูปแบบการทดสอบออกเป็น 2 ส่วน คือ (1) การทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน และ (2) การทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน โดยจะเป็นการทดสอบต่อเนื่องกัน เริ่มจากการเลือกตำแหน่งและจำนวนของอุปกรณ์ป้องกัน หลังจากนั้นจึงนำตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ได้ไปปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันภายหลัง และเพื่อให้การทดสอบครอบคลุมรอบด้าน จึงกำหนดให้ในแต่ละการทดสอบจะมีกรณีศึกษาเพิ่มเติมที่แตกต่างกันดังนี้

การทดสอบที่ 1 : การทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

การทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน มีวัตถุประสงค์เพื่อแสดงให้เห็นถึง ผลกระทบของตำแหน่งและจำนวนอุปกรณ์ป้องกันที่มีต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เมื่อระบบไฟฟ้ามีการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง จากเดิมที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะรับกำลังไฟฟ้าเพียงทิศทางเดียวเป็นการรับกำลังไฟฟ้าจากหลายแหล่งพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแทน หรือการเปลี่ยนจากระบบไฟฟ้าปกติเป็นระบบไมโครกริด พร้อมทั้งนำเสนอผลลัพธ์ที่ได้รับการปรับปรุงจากวิธีการที่ได้พัฒนาขึ้น โดยแบ่งกรณีศึกษาในแต่ละระบบทดสอบ ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 กรณีทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

กรณีศึกษาที่ 1.1	
วัตถุประสงค์	เพื่อตรวจสอบความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ในขณะที่ระบบไฟฟ้าไม่มีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ (ไม่เป็นระบบไมโครกริด)
สมมติฐาน	<ul style="list-style-type: none"> - <u>อุปกรณ์ป้องกัน</u> : ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน - <u>แหล่งพลังงานหมุนเวียน</u> : ไม่มีการเชื่อมต่อ - <u>ระบบกักเก็บพลังงาน</u> : ไม่มีการติดตั้ง
ระบบทดสอบ	<input checked="" type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 1 <input type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 2
กรณีศึกษาที่ 1.2	
วัตถุประสงค์	เพื่อเลือกตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ในขณะที่ระบบไฟฟ้าไม่มีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ (ไม่เป็นระบบไมโครกริด)
สมมติฐาน	<ul style="list-style-type: none"> - <u>อุปกรณ์ป้องกัน</u> : เลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันตามขั้นตอนที่พัฒนาขึ้น - <u>แหล่งพลังงานหมุนเวียน</u> : ไม่มีการเชื่อมต่อ - <u>ระบบกักเก็บพลังงาน</u> : ไม่มีการติดตั้ง
ระบบทดสอบ	<input checked="" type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 1 <input type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 2
กรณีศึกษาที่ 1.3	
วัตถุประสงค์	เพื่อตรวจสอบความเชื่อถือได้ภายหลังการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันตามกรณีศึกษาที่ 2 แต่พิจารณาเพิ่มเติมให้ระบบไฟฟ้ามีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ (เป็นระบบไมโครกริด)
สมมติฐาน	<ul style="list-style-type: none"> - <u>อุปกรณ์ป้องกัน</u> : ตำแหน่งติดตั้งตามผลการทดสอบกรณีศึกษาที่ 2 - <u>แหล่งพลังงานหมุนเวียน</u> : เดินเครื่องเต็มประสิทธิภาพ - <u>ระบบกักเก็บพลังงาน</u> : ทำงานเมื่อระบบไฟฟ้าแยกตัวเป็นระบบไมโครกริด
ระบบทดสอบ	<input checked="" type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 1 <input type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 2

กรณีศึกษาที่ 1.4	
วัตถุประสงค์	เพื่อเลือกตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันใหม่ทั้งหมด ในขณะที่ระบบไฟฟ้ามีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ (เป็นระบบไมโครกริด)
สมมติฐาน	- <u>อุปกรณ์ป้องกัน</u> : เลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันตามขั้นตอนที่พัฒนาขึ้น - <u>แหล่งพลังงานหมุนเวียน</u> : เดินเครื่องเต็มประสิทธิภาพ - <u>ระบบกักเก็บพลังงาน</u> : ทำงานเมื่อระบบไฟฟ้าแยกตัวเป็นระบบไมโครกริด
ระบบทดสอบ	<input checked="" type="checkbox"/> ระบบดัดแปลง RBTS บัส 6 สายบ่อนที่ 4
กรณีศึกษาที่ 1.5	
วัตถุประสงค์	เพื่อตรวจสอบความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ในขณะที่ระบบไฟฟ้ามีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ (เป็นระบบไมโครกริด)
สมมติฐาน	- <u>อุปกรณ์ป้องกัน</u> : ตำแหน่งติดตั้งเดิมของระบบทดสอบ - <u>แหล่งพลังงานหมุนเวียน</u> : เดินเครื่องเต็มประสิทธิภาพ - <u>ระบบกักเก็บพลังงาน</u> : ทำงานเมื่อระบบไฟฟ้าแยกตัวเป็นระบบไมโครกริด
ระบบทดสอบ	<input type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 1 <input checked="" type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 2
กรณีศึกษาที่ 1.6	
วัตถุประสงค์	เพื่อเลือกตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันใหม่ทั้งหมด ในขณะที่ระบบไฟฟ้ามีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ (เป็นระบบไมโครกริด)
สมมติฐาน	- <u>อุปกรณ์ป้องกัน</u> : เลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันตามขั้นตอนที่พัฒนาขึ้น - <u>แหล่งพลังงานหมุนเวียน</u> : เดินเครื่องเต็มประสิทธิภาพ - <u>ระบบกักเก็บพลังงาน</u> : ทำงานเมื่อระบบไฟฟ้าแยกตัวเป็นระบบไมโครกริด
ระบบทดสอบ	<input type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 1 <input checked="" type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 2

ทั้งนี้แหล่งพลังงานหมุนเวียน หมายถึง แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่มีเชื้อเพลิงเป็นพลังงานหมุนเวียน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น และระบบกักเก็บพลังงาน หมายถึง ระบบกักเก็บไฟฟ้าสำรอง จะทำงานก็ต่อเมื่อระบบทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ (Islanding) เช่น แบตเตอรี่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (Diesel generator) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ (Pump storage) แบตเตอรี่ เป็นต้น

การทดสอบที่ 2 : การทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

การทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันมีวัตถุประสงค์เพื่อทำการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริดให้เหมาะสมกับแต่ละโหมดการทำงานเมื่อระบบเกิดการลัดวงจร โดยคำนึงถึงการประสานการป้องกันของอุปกรณ์ป้องกัน และแสดงให้เห็นถึงความแตกต่างของค่าปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด โดยแบ่งกรณีศึกษาได้ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 กรณีทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

กรณีศึกษาที่ 2.1	
วัตถุประสงค์	เพื่อตรวจสอบค่าปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันในขณะที่ระบบไฟฟ้าไม่มีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ (ไม่เป็นระบบไมโครกริด)
สมมติฐาน	<ul style="list-style-type: none"> - <u>ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน</u> : จากผลการทดสอบจากหัวข้อที่ 5.1 กรณีศึกษาที่ 1.2 - <u>แหล่งพลังงานหมุนเวียน</u> : ไม่มีการเชื่อมต่อ - <u>ระบบกักเก็บพลังงาน</u> : ไม่มีการติดตั้ง
ระบบทดสอบ	<input checked="" type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 1 <input type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 2
กรณีศึกษาที่ 2.2	
วัตถุประสงค์	เพื่อหาค่าปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ในขณะที่ระบบไฟฟ้ามีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ (เป็นระบบไมโครกริด) ในแต่ละโหมดการทำงาน
สมมติฐาน	<ul style="list-style-type: none"> - <u>ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน</u> : ผลการทดสอบจากหัวข้อที่ 5.1 <ul style="list-style-type: none"> • ระบบทดสอบที่ 1 จาก กรณีศึกษาที่ 1.4 • ระบบทดสอบที่ 2 จาก กรณีศึกษาที่ 1.6 - <u>แหล่งพลังงานหมุนเวียน</u> : เดินเครื่องเต็มประสิทธิภาพ - <u>ระบบกักเก็บพลังงาน</u> : ทำงานเมื่อระบบไฟฟ้าแยกตัวเป็นระบบไมโครกริด - <u>การพิจารณา PV</u> : อินเวอร์เตอร์
โหมด	<input checked="" type="checkbox"/> เชื่อมต่อกับระบบ (Grid-connected) <input checked="" type="checkbox"/> แยกตัวเป็นอิสระ (Islanding)
ระบบทดสอบ	<input checked="" type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 1 <input checked="" type="checkbox"/> ระบบทดสอบที่ 2

5.3 ผลการทดสอบ

5.3.1 การทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

การทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริดแบ่งออกเป็น 4 กรณีศึกษาในแต่ละกรณีศึกษามีวัตถุประสงค์ และสมมติฐานตามหัวข้อที่ 5.2

5.3.1.1 ระบบทดสอบที่ 1

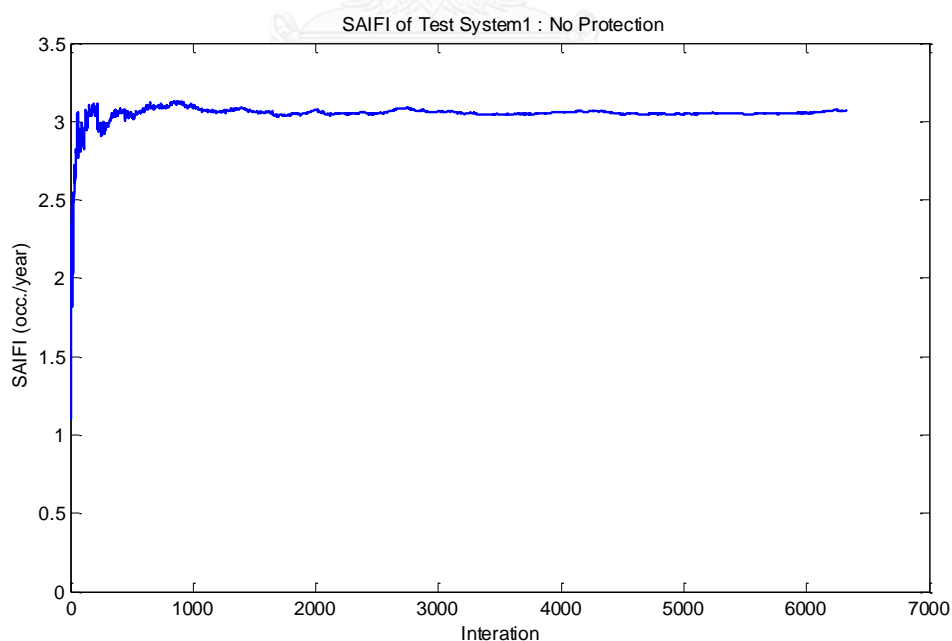
ระบบทดสอบที่ 1 จะศึกษาในส่วนของการหาตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเฉพาะกรณีศึกษาที่ 1.1 ถึง 1.4 โดยมีรายละเอียดผลการทดสอบดังต่อไปนี้

กรณีศึกษาที่ 1.1 : การคำนวณความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

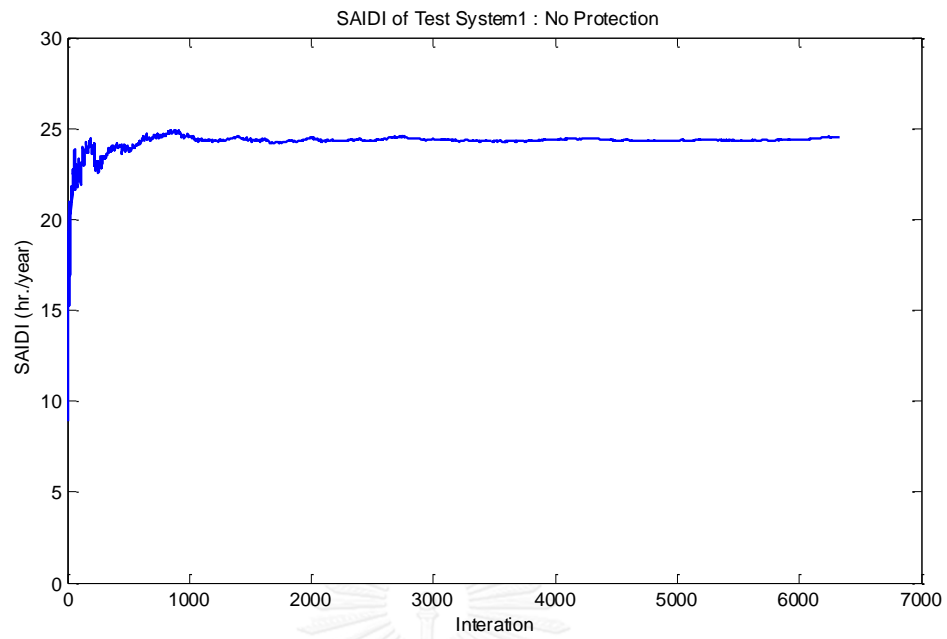
ผลการทดสอบ พบว่า ระบบทดสอบจะมีความเชื่อถือได้ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ ดังตารางที่ 5.3 และการลู่เข้าของค่าดัชนี SAIFI ค่าดัชนี SAIDI และ ค่าดัชนี ENS ซึ่งถูกประเมินด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) แสดงได้ดังภาพที่ 5.3 – 5.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.3 ความเชื่อถือได้และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 1.1

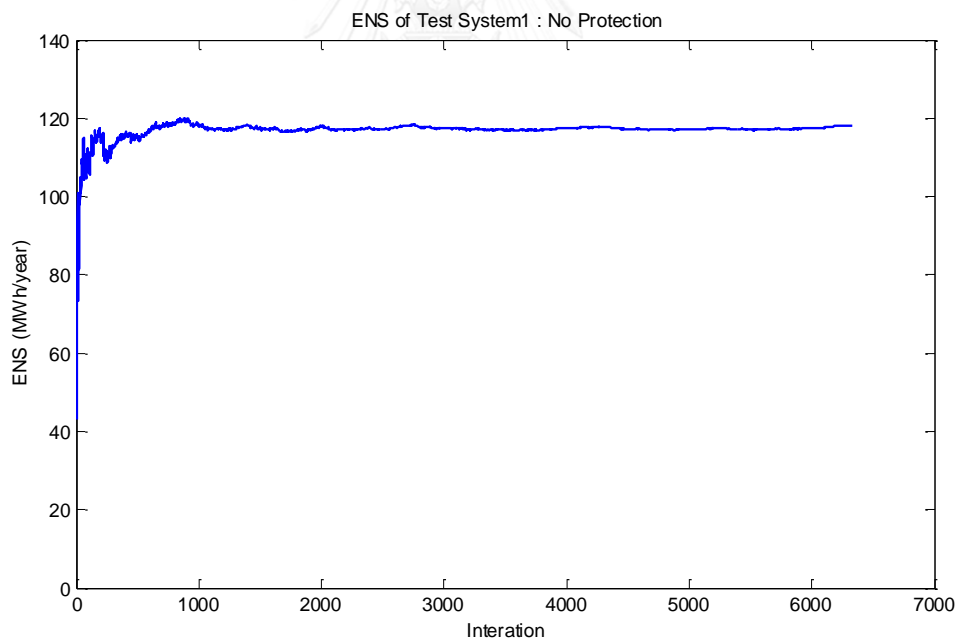
รายละเอียด		ผลลัพธ์ที่ได้จากทดสอบ
ความเชื่อถือได้ ของระบบทดสอบ	ดัชนี SAIFI (ครั้ง/ปี)	2.9302
	ดัชนี SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	23.4416
	ดัชนี ENS (MWh/ปี)	112.8830
มูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (บาท/ปี)		9,198,835



ภาพที่ 5.3 การลู่เข้าของดัชนี SAIFI ในกรณีศึกษาที่ 1.1



ภาพที่ 5.4 การลู่เข้าของดัชนี SAIDI ในกรณีศึกษาที่ 1.1



ภาพที่ 5.5 การลู่เข้าของดัชนี ENS ในกรณีศึกษาที่ 1.1

วิเคราะห์ผลการทดสอบ ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ระบบทดสอบมีความเชื่อถือได้ค่อนข้างต่ำ และเมื่อเปรียบเทียบการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โล (Monte carlo simulation) กับวิธีการวิเคราะห์ (Analytical) พบว่ามีค่าใกล้เคียงกัน จึงเป็นการบ่งบอกว่าขั้นตอนการประเมินความเชื่อถือได้ที่ได้พัฒนาขึ้นนั้นถูกต้อง โดยความคลาดเคลื่อนของการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการทั้งสอง แสดงดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ความคลาดเคลื่อนของการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยวิธีการวิเคราะห์และวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

ดัชนี	วิธีการที่ใช้ประเมินความเชื่อถือได้		ความคลาดเคลื่อน (%)
	วิธีวิเคราะห์ (Analytical)	วิธีจำลองเหตุการณ์ (Monte carlo simulation)	
SAIFI (ครั้ง/ปี)	2.9302	3.0717	4.60
SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	23.4416	24.1432	4.48
ENS (MWh/ปี)	112.8830	117.1878	4.48

กรณีศึกษาที่ 1.2 : การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันในขณะที่ระบบไฟฟ้าไม่มีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่

ในกรณีการศึกษานี้จะกำหนดให้การเลือกตำแหน่งของอุปกรณ์ที่บรรลุปัจจัยขั้นวัตถุประสงค์ที่ทำให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับมีค่าน้อยที่สุด ตามสมการที่ (4.5) ภายใต้เงื่อนไขที่เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแล้วต้องทำให้คุณภาพบริการไฟฟ้าดีขึ้นกว่าเดิม ตามสมการที่ (4.6) และ (4.7) และยังไม่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานที่บัส 32 และ 48

ทั้งนี้ ในกรณีการศึกษานี้กำหนดให้เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณามีค่าเป็น 60% ของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ดังตารางที่ 5.5

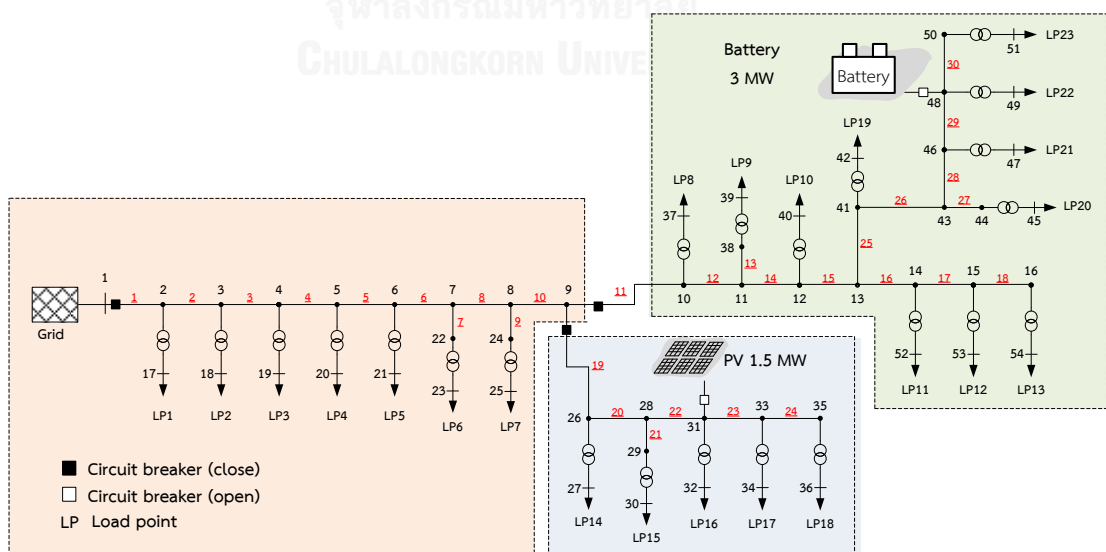
ตารางที่ 5.5 เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณาที่ใช้ในกรณีศึกษาที่ 1.2

เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณา	กรณีฐาน (กรณีศึกษาที่ 1.1)	กรณีเป็น 60% ของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน
SAIFI (ครั้ง/ปี)	3.0717	1.8430
SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	24.1432	14.4856

ผลการศึกษา พบว่า การกำหนดเงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณามีค่าเป็น 60% ของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน จะต้องติดตั้งรีเลย์ที่หลังบัส 11 และ 19 (สายไฟฟ้าที่ 11 และ 19) ถึงจะผ่านเงื่อนไขที่กำหนดไว้ โดยรายละเอียดค่าดัชนี SAIFI และ ค่าดัชนี SAIDI รวมถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ แสดงดังตารางที่ 5.6 ตารางที่ 5.6 ผลการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันในกรณีที่เกณฑ์มาตรฐานคุณภาพมีค่าเป็นร้อยละ 60 ของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

รายละเอียด		ผลการคำนวณ
ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้ง		สายที่ <u>11</u> , <u>19</u>
ดัชนี SAIFI (ครั้ง/ปี)	เกณฑ์มาตรฐาน	1.8430
	ผลการคำนวณ	1.1727
ดัชนี SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	เกณฑ์มาตรฐาน	14.4856
	ผลการคำนวณ	13.7888
ค่าใช้จ่าย (บาท)	การลงทุนติดตั้งอุปกรณ์	2,000,000
	มูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ	5,922,240
	รวมค่าใช้จ่าย	7,922,240

รายละเอียดการแบ่งแยกวงจรไฟฟ้า (ขอบเขตการป้องกัน) ของกรณีศึกษาที่ 1.2 แสดงได้ดังภาพที่ 5.6



ภาพที่ 5.6 ขอบเขตการป้องกันของระบบทดสอบที่ 1 ในกรณีศึกษาที่ 1.2

วิเคราะห์ผลการทดสอบ การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มขึ้นจากเดิมจะทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น แต่ในกรณีนี้ยังสมมุติให้ระบบไฟฟ้ายังไม่ได้เดินเครื่องโรงไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามา จึงทำให้เมื่อเกิดการลัดวงจรแล้วอุปกรณ์ป้องกันทำงาน โหลดที่เชื่อมต่อในวงจรไฟฟ้าจะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานพลังงานหมุนเวียนเหล่านั้นที่เชื่อมต่ออยู่

กรณีศึกษาที่ 1.3 : การประเมินความเชื่อถือได้ ภายหลังจากที่เดินเครื่องแหล่งพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานเข้าสู่ระบบ โดยใช้ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่คำนวณได้จากกรณีศึกษาที่ 1.2

เมื่อนำระบบทดสอบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งถูกออกแบบไว้สำหรับระบบไฟฟ้าที่ไม่มีแหล่งพลังงานหมุนเวียนในกรณีศึกษาที่ 1.2 มาเดินเครื่องแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานที่บัส 32 และ 48 เต็มประสิทธิภาพ และทำการประเมินความเชื่อถือได้

ผลการศึกษา พบว่า ภายหลังจากที่แหล่งกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก ระบบทดสอบจะมีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น โดยค่าดัชนี SAIFI ค่าดัชนี SAIDI และค่าดัชนี ENS แสดงได้ดังตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 ความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบก่อนและหลังเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแหล่งพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานที่บัส 32 และ 48

รายละเอียด	การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันตามเกณฑ์ที่พิจารณาร้อยละ 60 ¹	
	ก่อนการเดินเครื่องฯ ²	หลังการเดินเครื่องฯ ³
ดัชนี SAIFI (ครั้ง/ปี)	1.1727	1.1626
ดัชนี SAIDI (ครั้ง/ปี)	13.7888	10.0519
ดัชนี ENS (MWh/ปี)	72.2753	43.805
มูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (บาท)	5,889,714	3,569,669

หมายเหตุ 1 เจ็อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณามีค่าเป็นร้อยละของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน

2 ก่อนการเดินเครื่องแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและและระบบกักเก็บพลังงาน

3 เดินเครื่องแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน

วิเคราะห์ผลการทดสอบ เมื่อนำระบบทดสอบที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งถูกออกแบบไว้สำหรับระบบไฟฟ้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าหลัก (Utility) เพียงทิศทางเดียว มาเชื่อมต่อแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพิ่มเติม เพื่อจำลองการทำงานเป็นระบบไมโครกริด ย่อมจะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้นกว่าเดิม เนื่องจากเมื่อเกิดการลัดวงจร และอุปกรณ์ป้องกันทำงาน จุดโหลดที่เคยอยู่ในโซนที่ไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้า อาจได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน หรือระบบกักเก็บพลังงานที่ได้เชื่อมต่อเพิ่มเติม แต่ก็ต้องขึ้นอยู่กับว่าขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าในโซนนั้นเพียงพอต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดในบริเวณนั้นหรือไม่ หากไม่เพียงพอจุดโหลดนั้นก็จะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าเช่นเดิม

ในกรณีที่แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่โหลดในบริเวณนั้นได้ (เกิดการแยกตัวเป็นอิสระ) ค่าดัชนี SAIFI จะมีค่าเปลี่ยนแปลงไปไม่มากนัก เนื่องจากทุกครั้งที่เกิดการลัดวงจร อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้ที่สุดต้องทำงานพร้อมกันนี้ อุปกรณ์ป้องกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องทำงานด้วยทุกครั้ง (ตามสมมติฐานที่ตั้งไว้ในบทที่ 4) ซึ่งจะทำให้แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต้องปลดตัวเองออกจากระบบก่อน และค่อยเชื่อมต่อกลับเข้ามาในระบบอีกครั้งหนึ่ง แต่ก็จะทำให้เวลาที่จุดโหลดไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าจะต้องมีค่าน้อยลง (ดัชนี SAIDI ลดลง)

กรณีศึกษาที่ 1.4 : การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

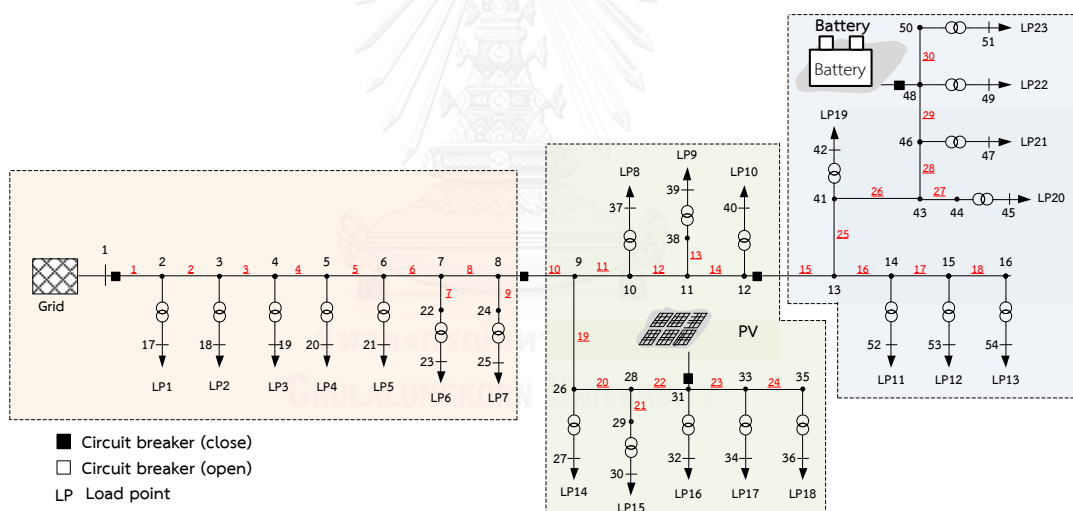
กรณีศึกษานี้จะจำลองการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด ด้วยระบบทดสอบที่ 1 ตามภาพที่ 5.1 และเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแหล่งพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงานที่บัส 32 และ 48 เต็มประสิทธิภาพตามเงื่อนไขการทำงาน โดยตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งจะต้องบรรลุฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ทำให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับมีค่าน้อยที่สุด ตามสมการที่ (4.5) ภายใต้เงื่อนไขที่เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแล้วต้องทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้นกว่าเดิม ตามสมการที่ (4.6) และ (4.7) รวมทั้งเงื่อนไขการทำงานของระบบไมโครกริดตามสมการที่ (4.8) และเงื่อนไขการปลดโหลด และกำหนดให้เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณามีค่าเป็น 60% ของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน **คือ ดัชนี SAIFI 1.8430 ครั้ง/ปี และดัชนี SAIDI 14.4856 ชั่วโมง/ครั้ง**

ผลการศึกษา พบว่า หากต้องการให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้เป็นไปตามเงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่กำหนดไว้ และมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับมีค่าน้อยที่สุด จะต้องติดตั้งรีเลย์ที่หลังบัส 8 และ 12 (สายไฟฟ้าที่ 10 และ 15) ตามลำดับ รายละเอียดค่าดัชนี SAIFI และ ค่าดัชนี SAIDI รวมถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ แสดงดังตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.8 ผลการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันกรณีศึกษาที่ 1.4

รายละเอียด		ผลการคำนวณ
ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้ง		สายที่ 10, 15
ดัชนี SAIFI (ครั้ง/ปี)	เกณฑ์มาตรฐาน	1.8430
	ผลการคำนวณ	1.0505
ดัชนี SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	เกณฑ์มาตรฐาน	14.4856
	ผลการคำนวณ	8.4068
ค่าใช้จ่าย (บาท)	การลงทุนติดตั้งอุปกรณ์	2,000,000
	มูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ	3,332,660
	รวมค่าใช้จ่าย	5,332,660

รายละเอียดการแบ่งแยกวงจรไฟฟ้า (ขอบเขตการป้องกัน) ของกรณีศึกษาที่ 1.4 แสดงได้ดังภาพที่ 5.7



ภาพที่ 5.7 ขอบเขตการป้องกันของระบบทดสอบที่ 1 ในกรณีศึกษาที่ 1.4

วิเคราะห์ผลการทดสอบ ระบบทดสอบที่เป็นระบบไมโครกริดจะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เชื่อมต่อเพิ่มเติม แต่ต้องขึ้นอยู่กับว่ากำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าในโซนนั้นเพียงพอต่อการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่จุดโหลดในบริเวณนั้นหรือไม่ หากไม่เพียงพอจุดโหลดนั้นก็จะไม่ได้รับการจ่ายกำลังไฟฟ้าเช่นเดิม จึงทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่เพิ่มขึ้นกว่าเดิม (ดีกว่าทุกกรณีศึกษา)

เมื่อเปรียบเทียบตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันตามกรณีศึกษาที่ 1.3 ที่ต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่สายที่ 9 และ 11 ซึ่งเป็นการกำหนดการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันโดยไม่คำนึงของกรณีแหล่งผลิตไฟฟ้า

แบบกระจายตัว แต่ประเมินความเชื่อถือได้ด้วยการเดินเครื่องแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ภายหลัง กัปตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันตามกรณีศึกษาที่ 1.4 ที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันสายที่ 10 และ 15 ซึ่งเป็นการกำหนดการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่คำนึงแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวตั้งแต่เริ่มต้น จะเห็นได้ว่า ถึงแม้จะใช้เงินลงทุนในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เท่ากัน (2,000,000 บาท) แต่สามารถลดมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับได้ไม่เท่ากัน โดยการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันใหม่ตามกรณีศึกษาที่ 1.4 จะมีมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับน้อยกว่ากรณีศึกษาที่ 1.3 (กรณีศึกษาที่ 1.3 มูลค่า 3,569,669 และกรณีศึกษาที่ 1.4 มูลค่า 3,332,660 บาท) ดังนั้น จึงอาจกล่าวได้ว่าเมื่อมีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้ามาในระบบไฟฟ้า (ระบบไมโครกริด) เช่น แหล่งพลังงานหมุนเวียน หรือระบบกักเก็บพลังงาน เป็นต้น ควรจะพิจารณาดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันใหม่ เพื่อให้มูลค่าการลงทุนเกิดประโยชน์ต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสูงสุด

5.3.1.2 ระบบทดสอบที่ 2

ระบบทดสอบที่ 2 จะศึกษาในส่วนของการหาตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเฉพาะกรณีศึกษาที่ 1.5 ถึง 1.6 โดยมีรายละเอียดผลการทดสอบดังต่อไปนี้

กรณีศึกษาที่ 1.5 : ตรวจสอบความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ในขณะที่ระบบไฟฟ้ามีแหล่งพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่

ผลการศึกษา พบว่า ก่อนจะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม ระบบทดสอบจะมีความเชื่อถือได้ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ ดังตารางที่ 1.5

ตารางที่ 5.9 ความเชื่อถือได้และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 1.5

รายละเอียด		ผลลัพธ์ที่ได้จากทดสอบ
ความเชื่อถือได้ของระบบทดสอบ	ดัชนี SAIFI (ครั้ง/ปี)	7.8438
	ดัชนี SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	19.9618
	ดัชนี ENS (MWh/ปี)	78.025
มูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (บาท/ปี)		6,393,368

วิเคราะห์ผลการศึกษา พบว่า อุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิมตามภาพที่ 5.1 สามารถทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีในระดับหนึ่ง แต่ก็ยังมีจุดด้อยที่เมื่อเกิดการลัดวงจรในสายป้อนไฟฟ้าย่อย (Feeder) อุปกรณ์ป้องกันก็จะทำการปลดโหลดทั้งสายป้อน ซึ่งในส่วนนี้หากต้องการให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น สามารถที่จะติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมในสายป้อนย่อยได้

กรณีศึกษาที่ 1.6 : การเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

กรณีศึกษานี้จะจำลองการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด ด้วยระบบทดสอบที่ 2 ตามภาพที่ 5.2 โดยตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้งเพิ่มเติมจะต้องบรรลุฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ทำให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับมีค่าน้อยที่สุด ตามสมการที่ (4.5) ภายใต้เงื่อนไขที่เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแล้วต้องทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้นกว่าเดิม ตามสมการที่ (4.6) และ (4.7) รวมทั้งเงื่อนไขการทำงานของระบบไมโครกริดตามสมการที่ (4.8) และเงื่อนไขการปลดโหลด

ทั้งนี้ ในกรณีการศึกษานี้จะกำหนดให้เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณามีค่าเป็น 80% ของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม ดังตารางที่ 1.6

ตารางที่ 5.10 เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่ใช้ในกรณีศึกษาที่ 1.6

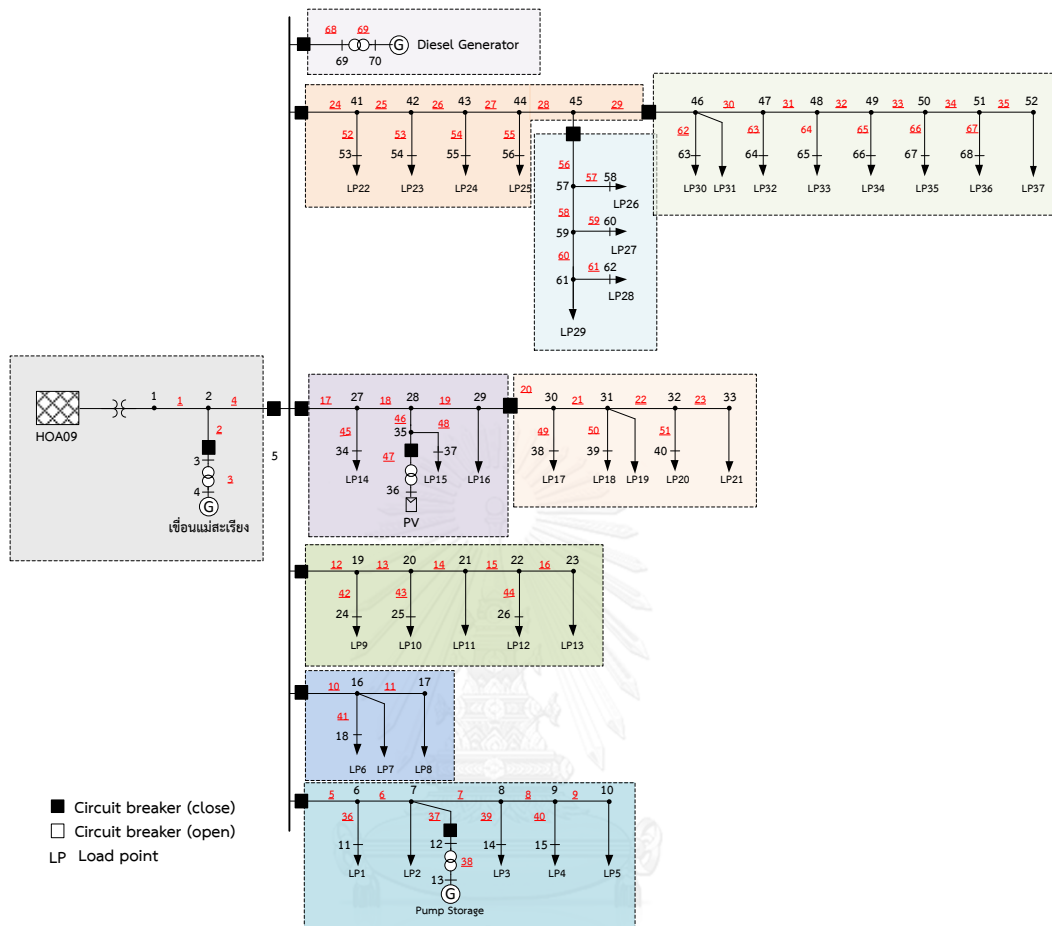
เงื่อนไขเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่พิจารณา	กรณีฐาน (กรณีศึกษาที่ 1.5)	กรณีเป็น 80% ของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน
SAIFI (ครั้ง/ปี)	7.8438	6.2750
SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	19.9618	15.9694

ผลการศึกษา พบว่า หากต้องการให้ระบบมีเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพบริการไฟฟ้าเป็น 80% ของความเชื่อถือได้ก่อนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน และมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับมีค่าน้อยที่สุด จะต้องติดตั้งรีเลย์หลังบัส 29 และ 45 (สายไฟฟ้าที่ 20, 29 และ 56) ตามลำดับ รายละเอียดผลการทดสอบ แสดงดังตารางที่ 5.12

ตารางที่ 5.11 ผลการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันกรณีศึกษาที่ 1.4

รายละเอียด		ผลการคำนวณ
ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่ติดตั้ง		สายที่ 20, 29, 56
ดัชนี SAIFI (ครั้ง/ปี)	เกณฑ์มาตรฐาน	6.2750
	ผลการคำนวณ	6.1942
ดัชนี SAIDI (ชั่วโมง/ปี)	เกณฑ์มาตรฐาน	15.9694
	ผลการคำนวณ	13.5628
ค่าใช้จ่าย (บาท)	การลงทุนติดตั้งอุปกรณ์	3,000,000
	มูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ	4,331,006
	รวมค่าใช้จ่าย	7,331,006

รายละเอียดการแบ่งแยกวงจรไฟฟ้า (ขอบเขตการป้องกัน) ในกรณีศึกษาที่ 1.6 แสดงได้ดังภาพที่ 5.8



ภาพที่ 5.8 การแบ่งแยกวงจรสำหรับระบบไมโครกริดในกรณีศึกษาที่ 1.6

วิเคราะห์ผลการทดสอบ ระบบทดสอบนี้เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และอุปกรณ์ป้องกันที่สายไฟฟ้าเส้นที่ 4 ทำงาน ระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่หลังบัส 5 ทั้งหมด จะเกิดการแยกตัวเป็นอิสระ ซึ่งกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าในโซนนี้มีปริมาณน้อยกว่าความต้องการไฟฟ้า ทำให้ต้องมีการปลดโหลดบางส่วนออก โดยหากไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมจะต้องปลดโหลดออกทั้งสายป้อนไฟฟ้าย่อย แต่เมื่อมีการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าเพิ่มเติมจะทำให้สามารถจำกัดการปลดโหลดได้มากขึ้น ระบบไฟฟ้าจึงมีความเชื่อถือได้ที่เพิ่มขึ้นกว่าเดิม และในกรณีนี้จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมมากกว่า 1 ตัว เพื่อให้ระบบไฟฟ้าความเชื่อถือได้เป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้ และเช่นเดียวกับกรณีศึกษาที่ 1.4 ค่าดัชนี SAFI จะไม่แตกต่างกันมากนัก เพราะได้กำหนดสมมติฐานให้ทุกครั้งที่เกิดการลัดวงจร อุปกรณ์ป้องกันหน้าแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะต้องทำงานทุกครั้ง แต่สามารถเกิดการแยกตัวเป็นอิสระได้ จึงจะปิดวงจรเพื่อเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวอีกครั้งหนึ่ง ซึ่งจะทำให้ดัชนี SADI และดัชนี ENS ลดลงจากเดิม

5.3.2 การทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

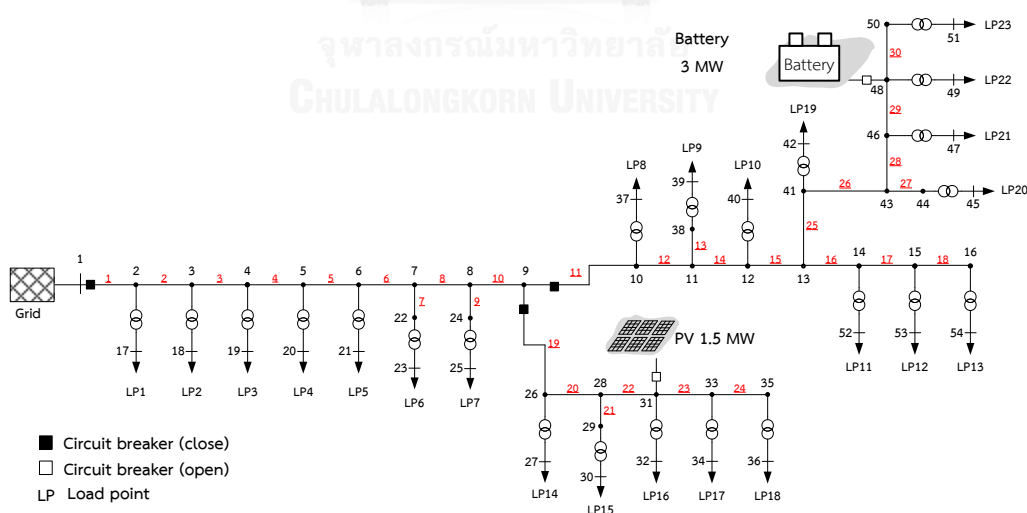
การทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริดแบ่งเป็น 2 กรณีศึกษา ในแต่ละกรณีศึกษาจะทดสอบทั้ง 2 ระบบทดสอบตามวัตถุประสงค์ และสมมติฐานในหัวข้อที่ 5.2 การทดสอบจะเริ่มจากการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันของระบบที่ไม่เป็นไมโครกริด หลังจากนั้นจึงทดสอบกับระบบที่เป็นไมโครกริด สำหรับตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันจะพิจารณาจากผลการทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันในหัวข้อที่ 5.3.1 รายละเอียดผลการทดสอบมีดังต่อไปนี้

5.3.2.1 ระบบทดสอบที่ 1

ระบบทดสอบที่ 1 จะแบ่งการทดสอบการปรับตั้งค่า 2 กรณีศึกษา คือ กรณีศึกษาที่ 2.1 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบที่ไม่เป็นไมโครกริด ซึ่งได้ตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันจากกรณีศึกษาที่ 1.2 และกรณีศึกษาที่ 2.1 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบที่เป็นไมโครกริด ซึ่งได้ตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันจากกรณีศึกษาที่ 1.4 โดยมีผลการทดสอบดังต่อไปนี้

กรณีศึกษาที่ 2.1 : การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบที่ไม่เป็นไมโครกริด

กรณีศึกษานี้จะพิจารณาการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน โดยพิจารณาตำแหน่งของอุปกรณ์ในขณะที่ไม่มีการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้า หรือระบบก็เก็บพลังงานใดๆ (ไม่เป็นระบบไมโครกริด) ซึ่งตรงกับการหาตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาในกรณีศึกษาที่ 1.2 ซึ่งมีตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกัน ดังภาพที่ 5.9



ภาพที่ 5.9 ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 สำหรับทดสอบกรณีศึกษาที่ 2.1

ผลการศึกษา พบว่า กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกันติดตั้งอยู่ก่อนและหลังการลัดวงจร และการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน แสดงได้ดังตารางที่ 5.12

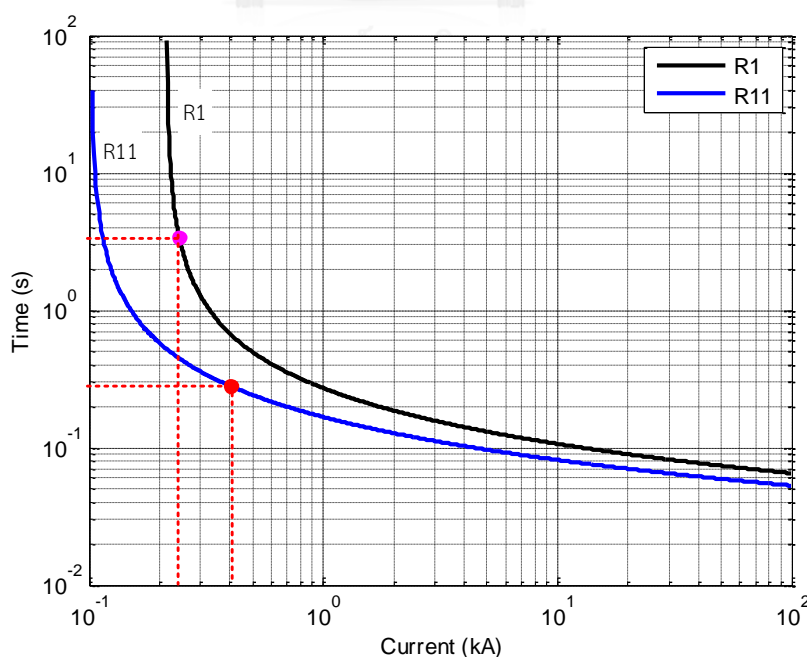
ตารางที่ 5.12 ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 ในกรณีศึกษาที่ 2.1

ตำแหน่งที่ติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสที่ไหลในสายไฟฟ้า		ค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup})	ค่าเวลาปรับตั้ง (TDS)
	ก่อนการลัดวงจร	ขณะลัดวงจร		
<u>1</u>	0.17134 kA	0.248969 kA	0.2141 kA	0.0612
<u>11</u>	0.08168 kA	0.390818 kA	0.1021 kA	0.0564
<u>19</u>	0.03633 kA	0.212252 kA	0.0436 kA	0.0862

วิเคราะห์ผลการทดสอบ พิจารณาการประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และรีเลย์ตำแหน่งที่ 11 โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรที่บัส 12 จะทำรีเลย์ตำแหน่งที่ 11 จะทำหน้าที่เป็น Primary protection ส่วนรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 จะทำหน้าที่เป็น Backup protection ซึ่งค่ากระแสลัดวงจร และเวลาที่รีเลย์ทำงาน ดังตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.13 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และ 11 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 12

ตำแหน่งที่ติดตั้ง	ลักษณะการทำงาน	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)	เวลาการทำงาน (s)
รีเลย์ตำแหน่งที่ 11	Primary protection	0.4028325	0.203233
รีเลย์ตำแหน่งที่ 1	Backup protection	0.2427320	3.475269

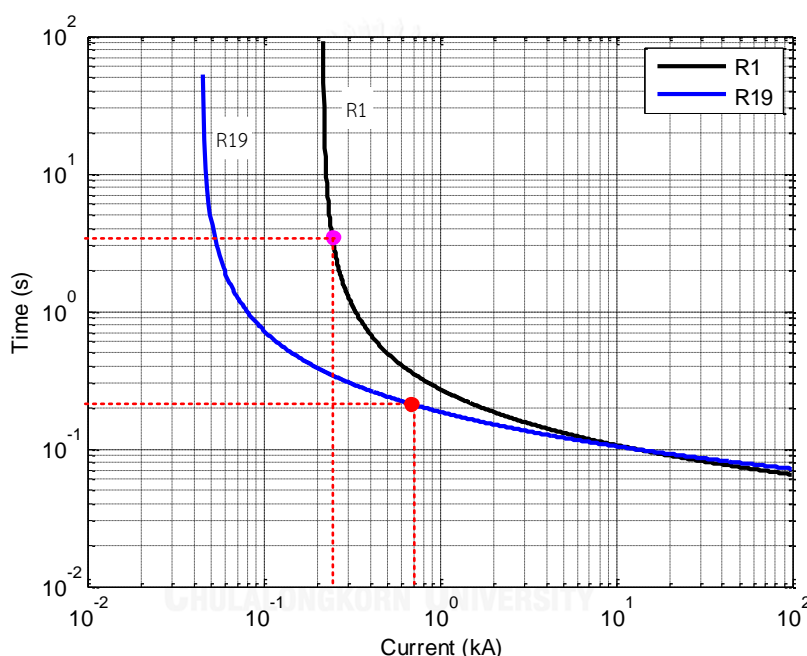


ภาพที่ 5.10 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และ 11 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 12

ในทำนองเดียวกันพิจารณาการประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และรีเลย์ตำแหน่งที่ 19 โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรที่บัส 28 จะทำรีเลย์ตำแหน่งที่ 19 จะทำหน้าที่เป็น Primary protection ส่วนรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 จะทำหน้าที่เป็น Backup protection ซึ่งค่ากระแสลัดวงจร และเวลาที่รีเลย์ทำงาน ดังตารางที่ 5.14

ตารางที่ 5.14 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และ 19 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 28

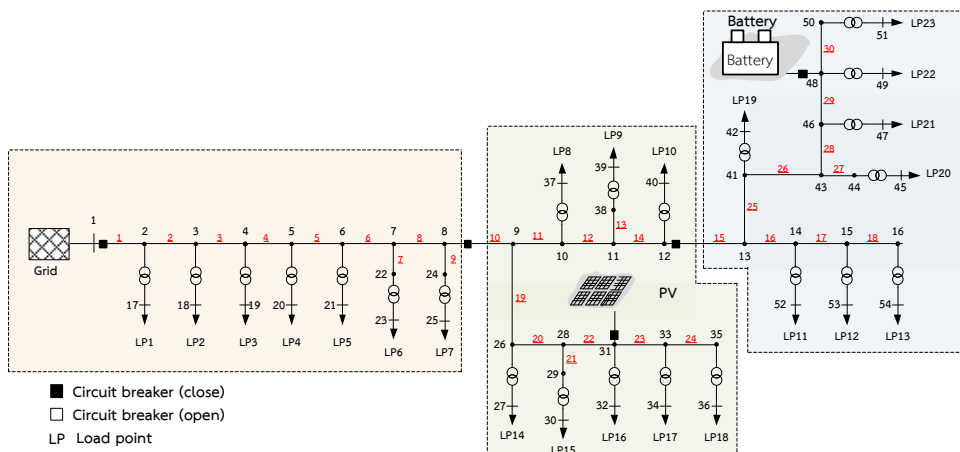
ตำแหน่งที่ติดตั้ง	ลักษณะการทำงาน	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)	เวลาการทำงาน (s)
รีเลย์ตำแหน่งที่ 19	Primary protection	0.6775598	0.282969
รีเลย์ตำแหน่งที่ 1	Backup protection	0.2421388	3.465366



ภาพที่ 5.11 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และ 19 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 12

กรณีศึกษาที่ 2.2 : การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกัน ในขณะที่ระบบไฟฟ้ามีแหล่งพลังงานหมุนเวียน เชื่อมต่ออยู่ (เป็นระบบไมโครกริด)

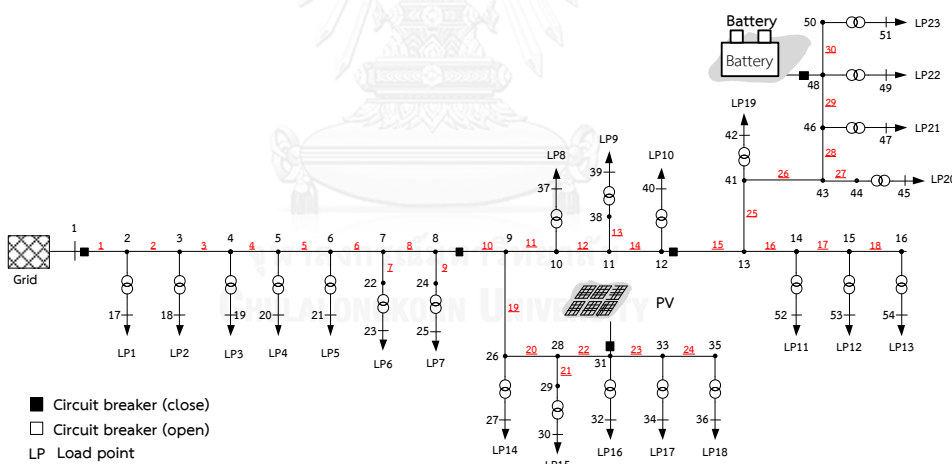
ในกรณีศึกษาที่ 2.2 นี้ จะจำลองการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริดด้วยระบบทดสอบตามภาพที่ 5.1 และเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแหล่งพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน โดยตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาได้จากการคำนวณการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันในกรณีศึกษาที่ 1.4 ซึ่งมีลักษณะการแบ่งแยกวงจรดังภาพที่ 5.12



ภาพที่ 5.12 ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 สำหรับทดสอบกรณีศึกษาที่ 2.2

ผลการศึกษา พบว่า เนื่องจากระบบทดสอบนี้มีการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และระบบกักเก็บพลังงาน จึงทำให้การลัดวงจรในบางครั้งจะเกิดการแยกตัวเป็นอิสระ การปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันได้ตามโหมดการทำงานของระบบไมโครกริด ดังนี้

ก) เมื่อระบบไมโครกริดทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก



ภาพที่ 5.13 ระบบทดสอบที่ 1 ทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก

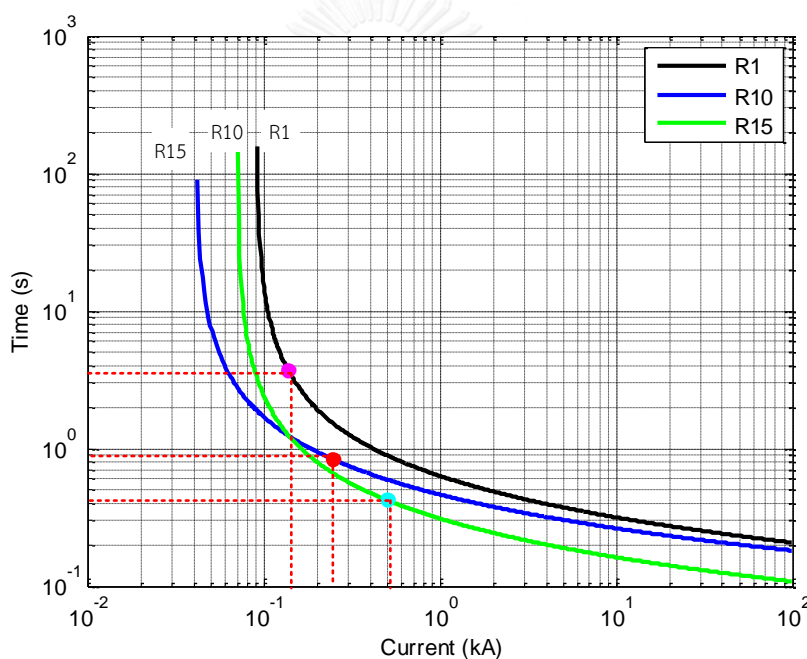
ตารางที่ 5.15 ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 ในกรณีศึกษาที่ 2.1 ในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก

ตำแหน่งที่ติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสที่ไหลในสายไฟฟ้า		ค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup})	ค่าเวลาปรับตั้ง (TDS)
	ก่อนการลัดวงจร	ขณะลัดวงจร		
<u>1</u>	0.072975 kA	0.141431 kA	0.0892	0.2241
<u>10</u>	0.033387 kA	0.604221 kA	0.0404	0.2196
<u>15</u>	0.057855 kA	0.486983 kA	0.0697	0.1213

วิเคราะห์ผลการทดสอบ พิจารณาการประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 รีเลย์ตำแหน่งที่ 10 และรีเลย์ตำแหน่งที่ 15 โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรที่บัส 14 จะทำรีเลย์ตำแหน่งที่ 11 จะทำหน้าที่เป็น Primary protection ส่วนรีเลย์ตำแหน่งที่ 1 และ 10 จะทำหน้าที่เป็น Backup protection ซึ่งค่ากระแสลัดวงจร และเวลาที่รีเลย์ทำงาน ดังตารางที่ 5.16

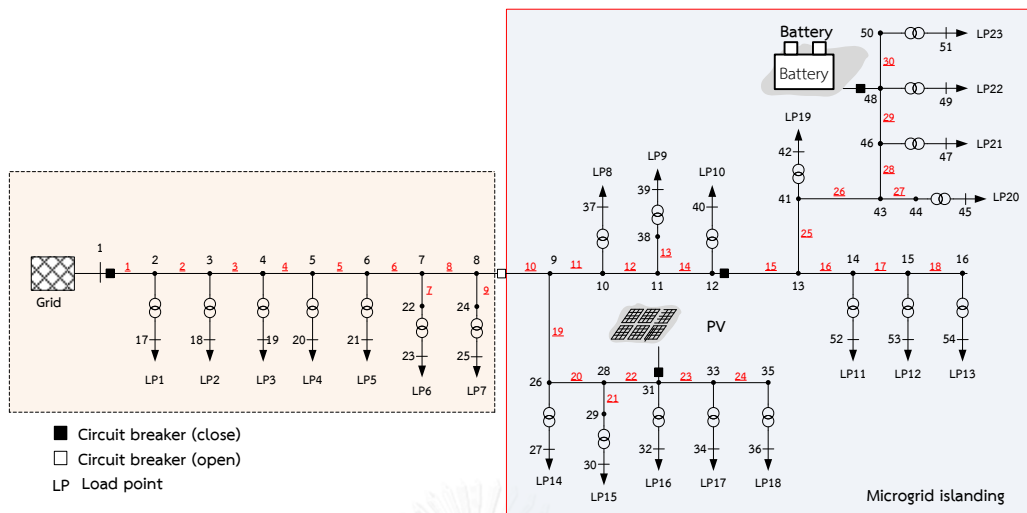
ตารางที่ 5.16 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1, 10 และ 15 เมื่อเกิดลัดวงจรที่บัส 14

ตำแหน่งที่ติดตั้ง	ลักษณะการทำงาน	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)	เวลาการทำงาน (s)
รีเลย์ตำแหน่งที่ 15	Primary protection	0.4981025	0.423324
รีเลย์ตำแหน่งที่ 10	Backup protection	0.2437348	0.840026
รีเลย์ตำแหน่งที่ 1	Backup protection	0.1359768	3.705135



ภาพที่ 5.14 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 1, 10 และ 15 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 14

ข) ระบบไมโครกริดทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ



ภาพที่ 5.14 ระบบทดสอบที่ 1 ทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ

ตารางที่ 5.17 ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 1 กรณีศึกษาที่ 2.2 ใน โหมดแยกตัวเป็นอิสระ

ตำแหน่งที่ติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสที่ไหลในสายไฟฟ้า		ค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup})	ค่าเวลาปรับตั้ง (TDS)
	ก่อนการลัดวงจร	ขณะลัดวงจร		
15	0.027850 kA	0.321856 kA	0.0446	0.0658

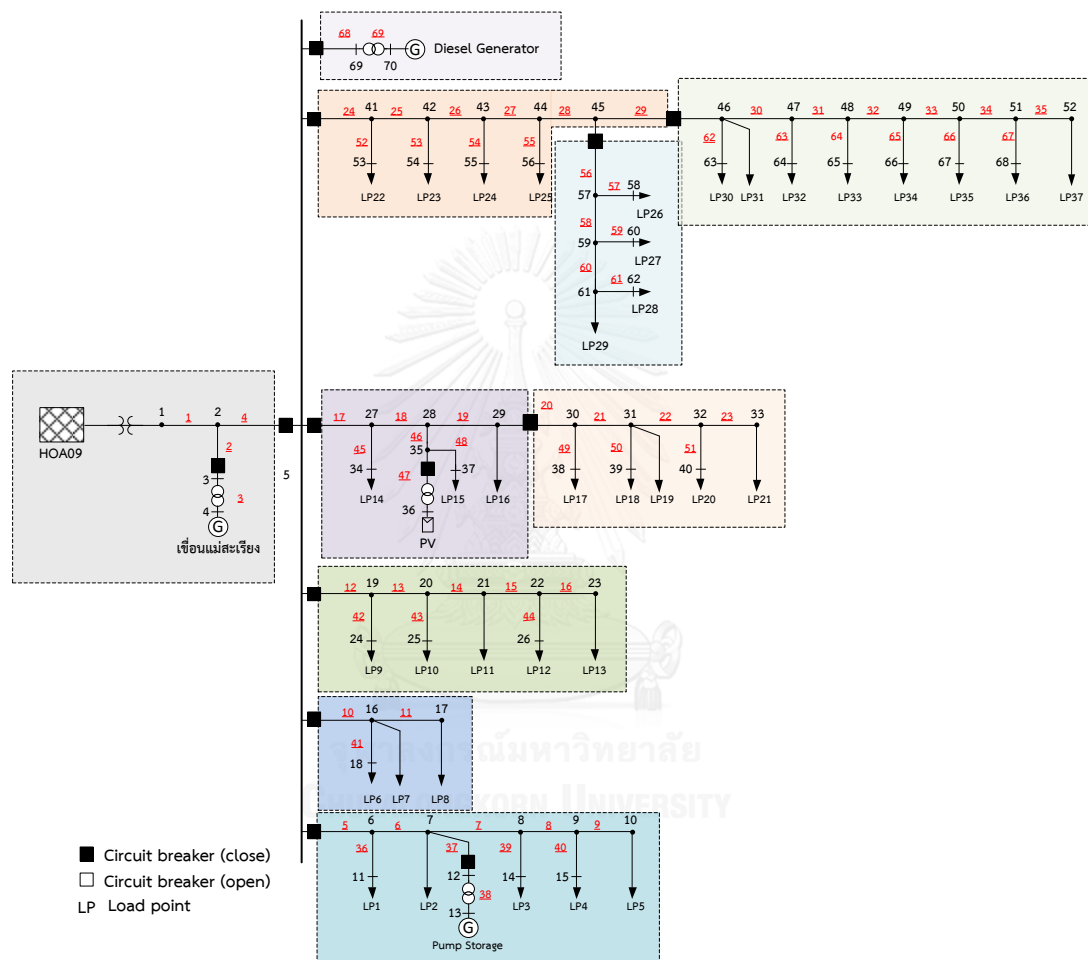
วิเคราะห์ผลการทดสอบ จะเห็นได้ว่าวงจรที่ถูกแบ่งแยกออกไปจากการแยกตัวเป็นอิสระจะมี อุปกรณ์ป้องกันเพียงตำแหน่งเดียว จึงไม่จำเป็นที่จะต้องพิจารณาการประสานการทำงานของอุปกรณ์ ป้องกัน นอกจากนี้ ยังจะเห็นว่าเมื่อเกิดการแบ่งแยกวงจรออกไปแล้ว ในตำแหน่งของอุปกรณ์ ป้องกันเดียวกัน (ตำแหน่งติดตั้งที่สาย 15) จะมีค่ากระแสในสภาวะปกติและสภาวะลัดวงจรแตกต่าง แต่สำหรับระบบทดสอบนี้มีค่าแตกต่างกันไม่มาก เนื่องจากวงจรที่แบ่งแยกออกไปนั้น มีปริมาณโหลด ใกล้เคียงกับระบบไฟฟ้าก่อนการแยกตัวเป็นอิสระ

5.3.2.2 ระบบทดสอบที่ 2

ระบบทดสอบที่ 2 จะทดสอบการปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันเพียงกรณีศึกษาเดียว คือ กรณีศึกษาที่ 2.2 การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด โดยมีรายละเอียดผล การศึกษาดังต่อไปนี้

กรณีศึกษาที่ 2.2 : การปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

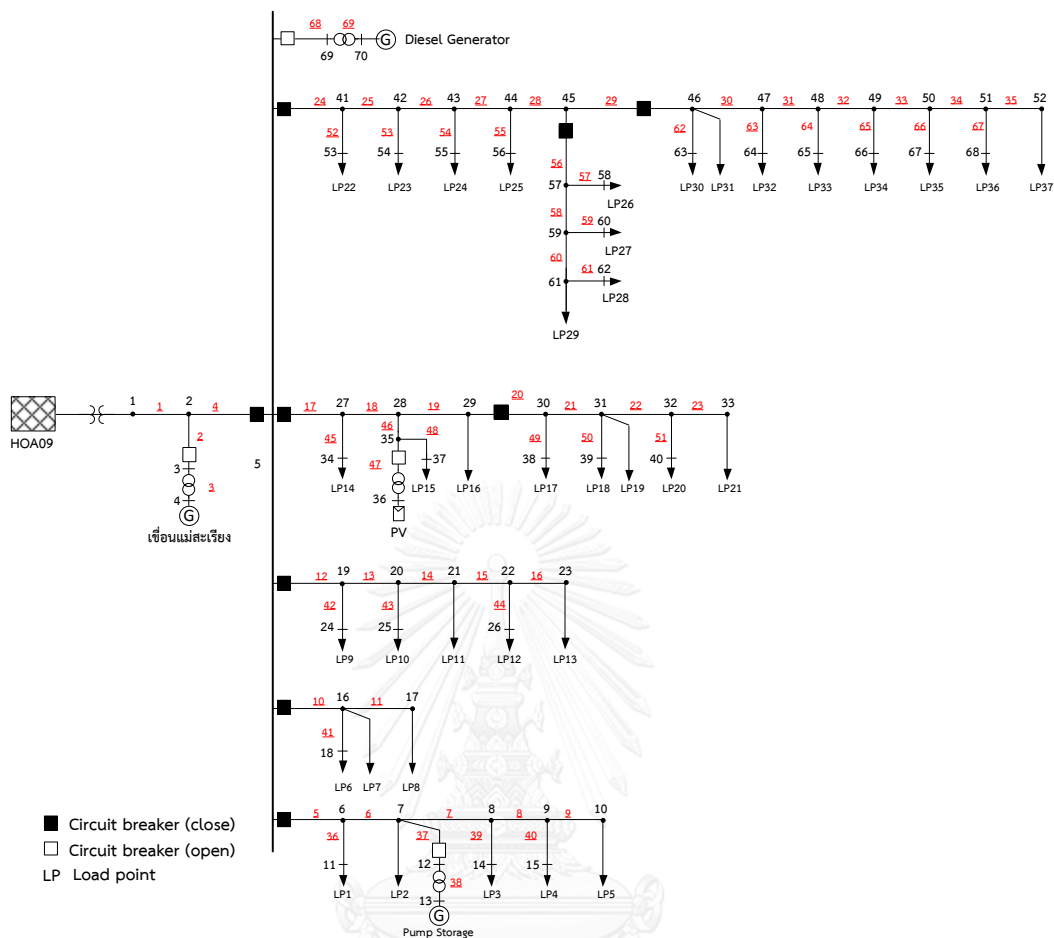
การทดสอบกรณีศึกษาที่ 2.1 ของระบบทดสอบที่ 2 จะจำลองการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด ด้วยระบบทดสอบตามภาพที่ 5.8 และเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแหล่งพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน โดยตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณาได้จากการคำนวณการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันในกรณีศึกษาที่ 1.6 ดังภาพที่ 5.16



ภาพที่ 5.15 ตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 2 ในทดสอบกรณีศึกษาที่ 2.1

ผลการศึกษา พบว่า เนื่องจากระบบทดสอบนี้มีการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน จึงทำให้การลัดวงจรในบางครั้งจะเกิดการแยกตัวเป็นอิสระ โดยค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ป้องกันติดตั้งอยู่ก่อนและหลังการลัดวงจร และกำหนดการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันได้ตามโหมดการทำงานของระบบไมโครกริด ดังนี้

ก) เมื่อระบบทดสอบที่ 2 ทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก



ภาพที่ 5.16 ระบบทดสอบที่ 2 ทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก

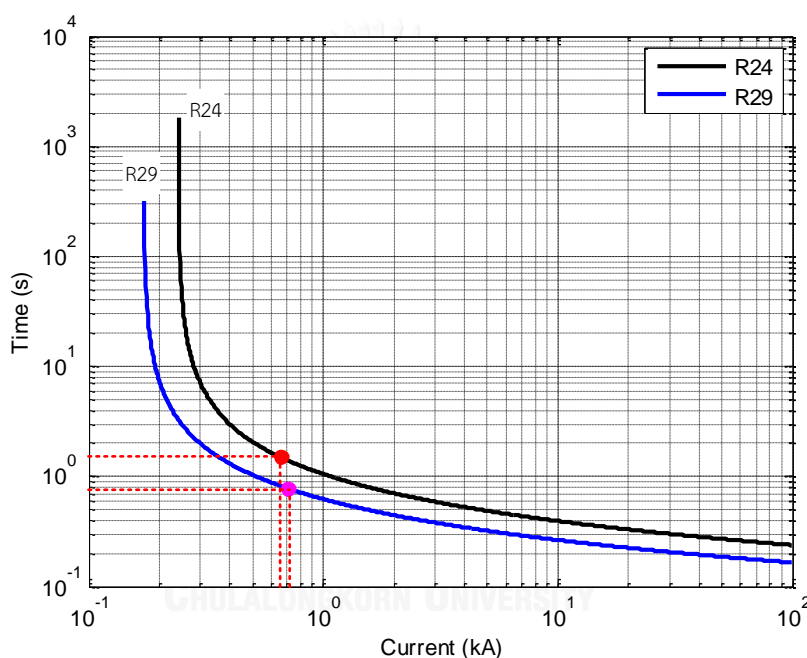
ตารางที่ 5.18 ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 2 ในกรณีศึกษาที่ 2.1 ทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก

ตำแหน่งที่ติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสที่ไหลในสายไฟฟ้า		ค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup})	ค่าเวลาปรับตั้ง (TDS)
	ก่อนการลัดวงจร	ขณะลัดวงจร		
<u>5</u>	0.077283 kA	2.429166 kA	0.1068 kA	0.1617
<u>10</u>	0.110844 kA	2.448064 kA	0.1610 kA	0.1009
<u>12</u>	0.110856 kA	2.466124 kA	0.1607 kA	0.1005
<u>17</u>	0.090148 kA	2.327734 kA	0.1217 kA	0.2063
<u>20</u>	0.086831 kA	2.490286 kA	0.1158 kA	0.0925
<u>24</u>	0.174431 kA	2.184396 kA	0.2409 kA	0.2183
<u>29</u>	0.123399 kA	1.936911 kA	0.1715 kA	0.1606
<u>56</u>	0.028030 kA	2.147655 kA	0.0392 kA	0.1023

วิเคราะห์ผลการทดสอบ พิจารณาการประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และรีเลย์ตำแหน่งที่ 29 โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรที่บัส 47 จะทำรีเลย์ตำแหน่งที่ 29 จะทำหน้าที่เป็น Primary protection ส่วนรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 จะทำหน้าที่เป็น Backup protection ซึ่งค่ากระแสลัดวงจร และเวลาที่รีเลย์ทำงาน ดังตารางที่ 5.19

ตารางที่ 5.19 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 29 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 47

ตำแหน่งที่ติดตั้ง	ลักษณะการทำงาน	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)	เวลาการทำงาน (s)
รีเลย์ตำแหน่งที่ 29	Primary protection	0.7049451	0.784121
รีเลย์ตำแหน่งที่ 24	Backup protection	0.6581152	1.505271

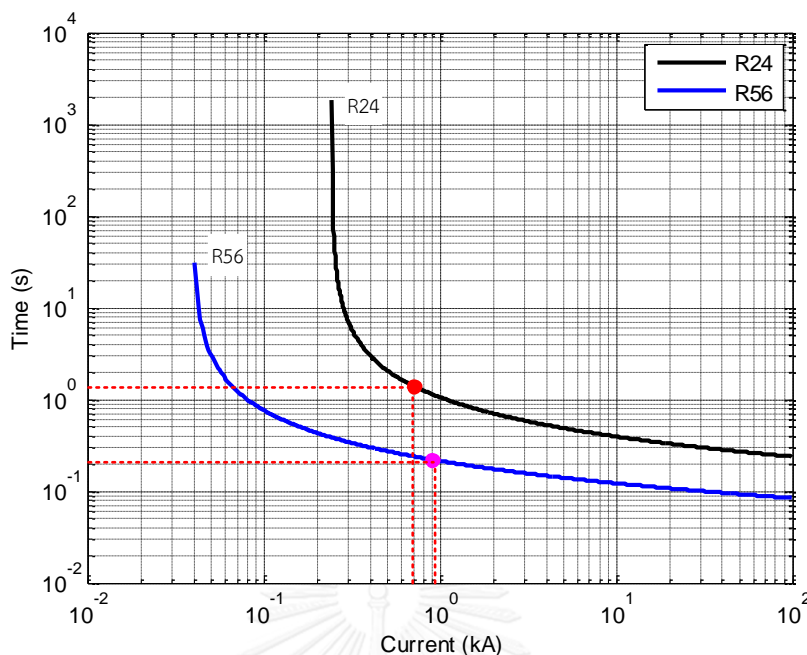


ภาพที่ 5.17 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 29 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 47

ในทำนองเดียวกันพิจารณาการประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และรีเลย์ตำแหน่งที่ 56 โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรที่บัส 57 จะทำรีเลย์ตำแหน่งที่ 56 จะทำหน้าที่เป็น Primary protection ส่วนรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 จะทำหน้าที่เป็น Backup protection ซึ่งค่ากระแสลัดวงจร และเวลาที่รีเลย์ทำงาน ดังตารางที่ 5.20

ตารางที่ 5.20 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 56 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 57

ตำแหน่งที่ติดตั้ง	ลักษณะการทำงาน	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)	เวลาการทำงาน (s)
รีเลย์ตำแหน่งที่ 56	Primary protection	0.8978792	0.2216
รีเลย์ตำแหน่งที่ 24	Backup protection	0.7067240	1.4046

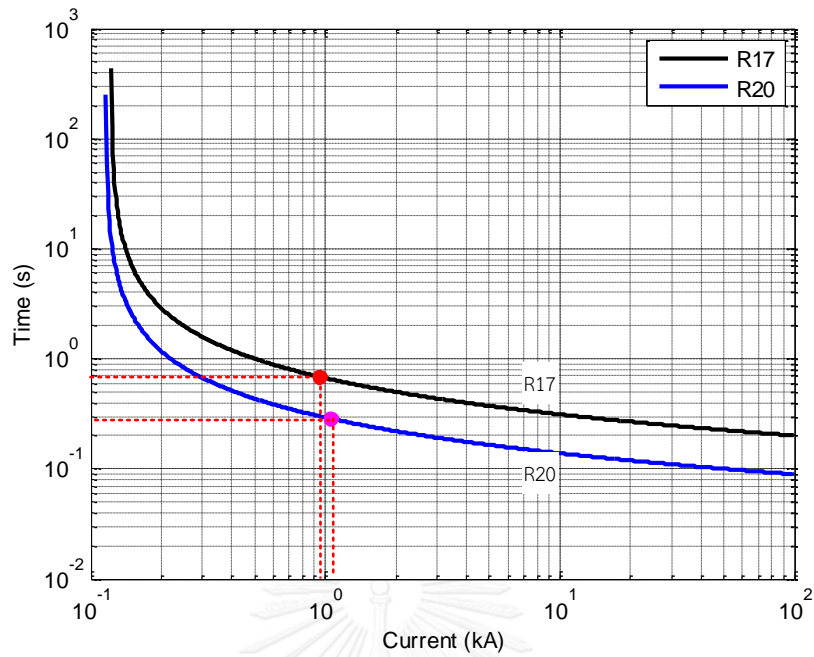


ภาพที่ 5.18 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 56 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 57

พิจารณาการประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 17 และรีเลย์ตำแหน่งที่ 20 โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรที่บัส 31 จะทำรีเลย์ตำแหน่งที่ 20 จะทำหน้าที่เป็น Primary protection ส่วนรีเลย์ตำแหน่งที่ 17 จะทำหน้าที่เป็น Backup protection ซึ่งค่ากระแสลัดวงจร และเวลาที่รีเลย์ทำงาน ดังตารางที่ 5.21

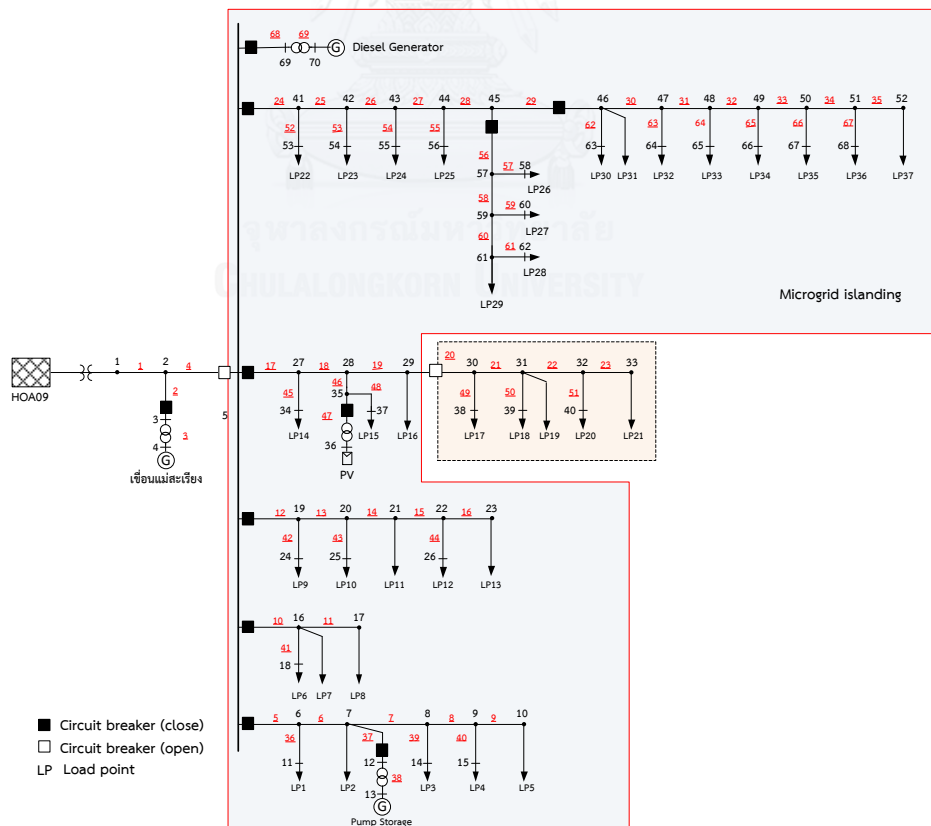
ตารางที่ 5.21 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 17 และ 20 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 31

ตำแหน่งที่ติดตั้ง	ลักษณะการทำงาน	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)	เวลาการทำงาน (s)
รีเลย์ตำแหน่งที่ 20	Primary protection	1.0483878	0.287471
รีเลย์ตำแหน่งที่ 17	Backup protection	0.9391678	0.692359



ภาพที่ 5.19 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 17 และ 20 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 31

ข) เมื่อระบบทดสอบที่ 2 ทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ



ภาพที่ 5.20 ระบบทดสอบที่ 2 ทำงานในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ

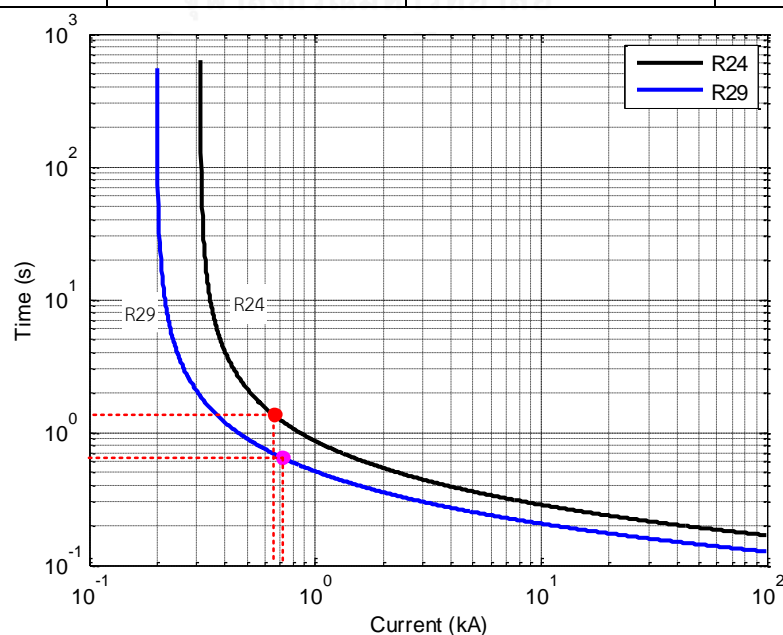
ตารางที่ 5.22 ค่ากระแสและเวลาปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันระบบทดสอบที่ 2 ในกรณีศึกษาที่ 2.2 ในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ

ตำแหน่งที่ติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกัน	กระแสที่ไหลในสายไฟฟ้า		ค่ากระแสปรับตั้ง (I_{pickup})	ค่าเวลาปรับตั้ง (TDS)
	ก่อนการลัดวงจร	ขณะลัดวงจร		
<u>5</u>	0.058658 kA	2.231287 kA	0.0997 kA	0.1290
<u>10</u>	0.122996 kA	2.245504 kA	0.1721 kA	0.1115
<u>12</u>	0.123020 kA	2.258071 kA	0.1734 kA	0.1163
<u>17</u>	0.147095 kA	2.749136 kA	0.2387 kA	0.1076
<u>24</u>	0.198481 kA	1.926743 kA	0.3096 kA	0.1472
<u>29</u>	0.137138 kA	1.929638 kA	0.1988 kA	0.1201
<u>56</u>	0.031775 kA	2.186951 kA	0.0540 kA	0.1107

วิเคราะห์ผลการทดสอบ พิจารณาการประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และรีเลย์ตำแหน่งที่ 29 โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรที่บัส 47 จะทำรีเลย์ตำแหน่งที่ 29 จะทำหน้าที่เป็น Primary protection ส่วนรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 จะทำหน้าที่เป็น Backup protection ซึ่งค่ากระแสลัดวงจร และเวลาที่รีเลย์ทำงาน ดังตารางที่ 5.23

ตารางที่ 5.23 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 29 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 47

ตำแหน่งที่ติดตั้ง	ลักษณะการทำงาน	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)	เวลาการทำงาน (s)
รีเลย์ตำแหน่งที่ 29	Primary protection	0.7201384	0.64478
รีเลย์ตำแหน่งที่ 24	Backup protection	0.6588357	1.354141

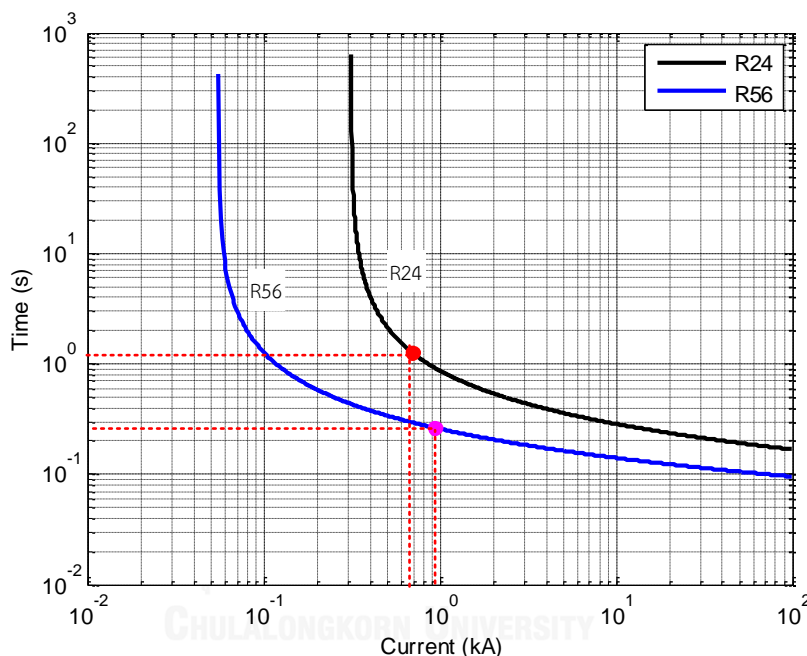


ภาพที่ 5.21 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 29 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 47

ในทำนองเดียวกันพิจารณาการประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และรีเลย์ตำแหน่งที่ 56 โดยสมมติให้เกิดการลัดวงจรที่บัส 57 จะทำรีเลย์ตำแหน่งที่ 56 จะทำหน้าที่เป็น Primary protection ส่วนรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 จะทำหน้าที่เป็น Backup protection ซึ่งค่ากระแสลัดวงจร และเวลาที่รีเลย์ทำงาน ดังตารางที่ 5.24

ตารางที่ 5.24 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 56 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 57

ตำแหน่งที่ติดตั้ง	ลักษณะการทำงาน	ค่ากระแสลัดวงจร (kA)	เวลาการทำงาน (s)
รีเลย์ตำแหน่งที่ 56	Primary protection	0.9241631	0.265186
รีเลย์ตำแหน่งที่ 24	Backup protection	0.6922485	1.270258



ภาพที่ 5.22 การประสานการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 24 และ 56 เมื่อเกิดการลัดวงจรที่บัส 57

5.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

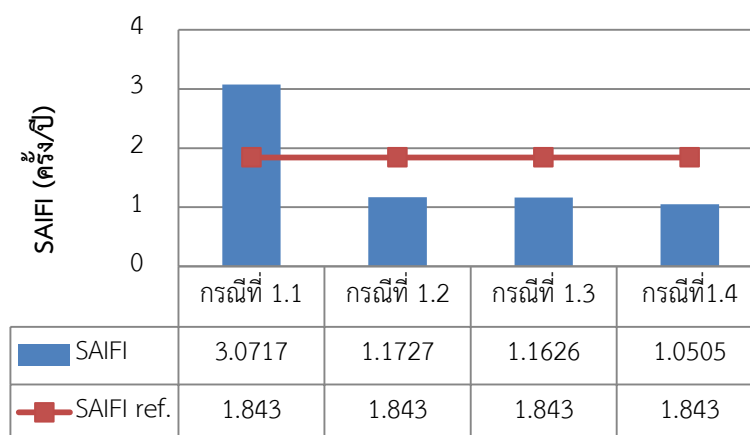
5.4.1 วิเคราะห์ผลการทดสอบการเลือกตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

การที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมจะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น จากเดิมที่หากเกิดการลัดวงจรในสายไฟฟ้าอุปกรณ์ป้องกันที่ตำแหน่งต้นสายป้อนจะทำการเปิดวงจรทำให้โหลดหลังอุปกรณ์ป้องกันตัวนั้นไม่ได้รับการจ่ายไฟฟ้าจนกว่าซ่อมแซมแล้วเสร็จ ดังจะเห็นได้จากกรณีศึกษาที่ 1.1 และ 1.2

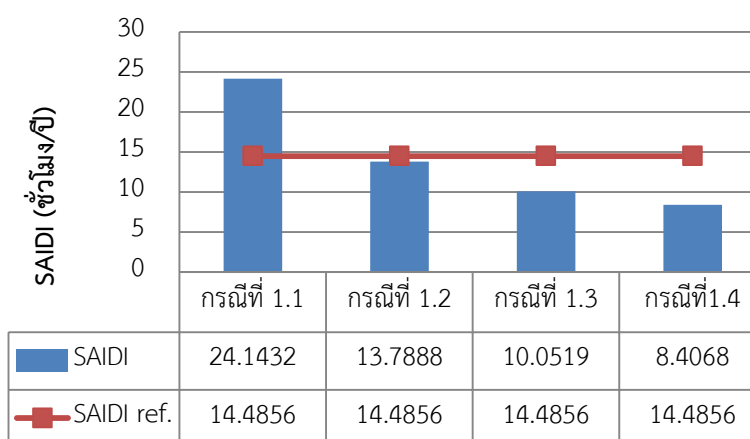
สำหรับในกรณีของระบบไมโครกริด เมื่อเกิดการลัดวงจรในบางกรณีวงจรที่แบ่งแยกออกไปนั้น อาจจะได้รับกระแสไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ได้ โดยต้องคำนึงถึงความสมดุลของกำลังการผลิตและความต้องการไฟฟ้าในวงจรนั้นด้วย ซึ่งเมื่อประเมินความเชื่อถือได้จะพบว่า การที่ระบบไฟฟ้ามีแหล่งพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม เช่น แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ระบบกักเก็บพลังงาน เป็นต้น จะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น ดังกรณีที่ 1.2 และ 1.3

อย่างไรก็ตาม หากต้องการให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้นกว่าเดิมควรกำหนดตำแหน่งของอุปกรณ์ใหม่ให้มีความสอดคล้องกับตำแหน่งและขนาดกำลังการผลิตของแหล่งพลังงานเหล่านั้น ดังเช่น ในกรณีที่ 1.3 และ 1.4 ทั้งสองกรณีใช้จำนวนการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันที่เท่ากัน แต่ในกรณีศึกษาที่ 1.4 ซึ่งเป็นการกำหนดตำแหน่งอุปกรณ์ใหม่นั้น จะมีความเชื่อถือได้ที่ดีกว่า

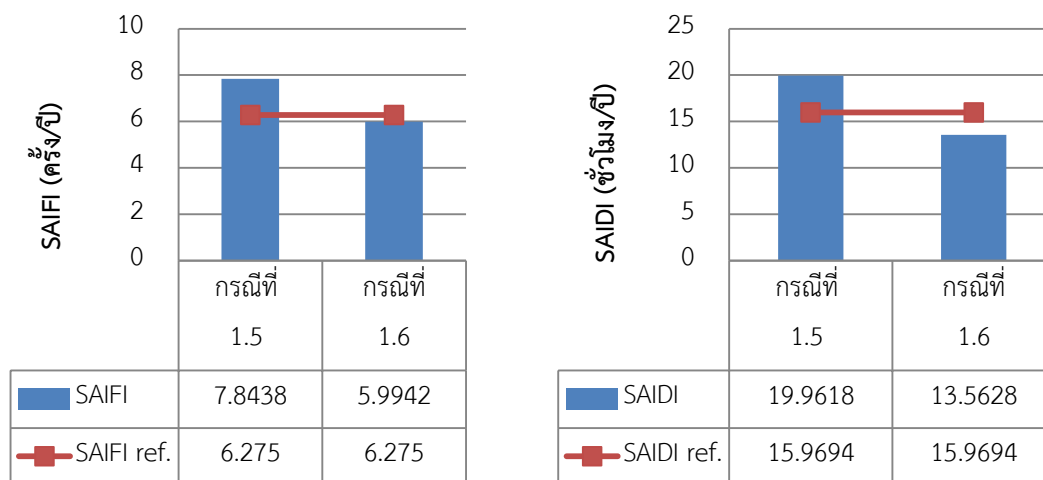
แผนภูมิแสดงการเปรียบเทียบความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (ดัชนี SAIFI และ ดัชนี SAIDI) และค่าใช้จ่ายรวมของทั้ง 6 กรณีศึกษาแสดงได้ดังภาพที่ 5.23 -5.25



ภาพที่ 5.23 ดัชนี SAIFI ของกรณีศึกษาที่ 1.1 ถึง 1.4



ภาพที่ 5.24 ดัชนี SAIDI ของกรณีศึกษาที่ 1.1 ถึง 1.4



ภาพที่ 5.25 ดัชนี SAIFI และดัชนี SADI ของกรณีศึกษาที่ 1.5 ถึง 1.6

5.4.2 วิเคราะห์ผลการทดสอบการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันสำหรับระบบไมโครกริด

ระบบไมโครกริดที่ทำงานได้ทั้งโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก และโหมดแยกตัวเป็นอิสระ ย่อมต้องมีกระแสไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่แตกต่างกัน เนื่องจากปริมาณความต้องการไฟฟ้าและแหล่งผลิตไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป แต่จะแตกต่างกันเท่าไรนั้นขึ้นอยู่กับว่าระบบที่แยกตัวเป็นอิสระมีโหลดเท่าไร หากมีโหลดไม่แตกต่างกันกับกรณีทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก ก็ย่อมมีกระแสไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรไม่แตกต่างกันมาก ดังเช่น ระบบทดสอบที่ 2

ดังนั้น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่อยู่ในระบบไมโครกริดที่ทำงานได้ทั้งในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก และโหมดแยกตัวเป็นอิสระ จะต้องปรับตั้งค่าให้สอดคล้องกันและสามารถทำงานได้ทั้งสองโหมด แต่หากเป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ทำหน้าที่เฉพาะโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักเพียงอย่างเดียวก็ไม่จำเป็นต้องปรับตั้งค่าหลายช่วง

สำหรับการประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน จะเห็นได้ว่าผลการทดสอบในทุกกรณีผ่านเงื่อนไขเวลาการประสานการทำงานที่กำหนดไว้ที่ 0.4 วินาที แต่จะว่าในบางกรณี ระยะเวลาการทำงานของ Primary protection และ Backup Protection มีค่าแตกต่างกันมาก เนื่องจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันจะคำนึงถึงเวลาการทำงานของ Primary protection ที่น้อยที่สุดเป็นหลัก สำหรับเวลาการประสานการทำงานของอุปกรณ์จะพิจารณาให้ผ่านเงื่อนไขเพียงพอ ทำให้ในบางกรณีระยะเวลาการประสานการทำงานจึงมีค่ามาก

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

บทนี้ประกอบไปด้วยการสรุปผลงานวิจัย และข้อเสนอแนะเพิ่มเติม โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.1 สรุปผลการวิจัย

ระบบไมโครกริดเป็นระบบไฟฟ้าขนาดเล็กที่ประกอบด้วย แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ระบบกักเก็บพลังงาน และโหลด ซึ่งสามารถทำงานโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก และโหมดแยกตัวเป็นอิสระได้ จากรูปแบบการทำงานของระบบไมโครกริดนั้นส่งผลให้การป้องกันของระบบไมโครกริดมีความแตกต่างไปจากระบบป้องกันแบบดั้งเดิม การป้องกันในระบบไมโครกริดจึงเป็นหนึ่งในสิ่งที่ต้องให้ความสำคัญ เมื่อต้องพิจารณาระบบไมโครกริด โดยการป้องกันในระบบไมโครกริดที่ดีนั้นต้องสามารถรองรับการทำงานได้ทุกโหมดการทำงาน ไม่ว่าจะเป็นโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก โหมดแยกตัวเป็นอิสระ และการป้องกันที่ดีนั้นต้องสามารถทำการป้องกันได้อย่างถูกต้องเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้น ไม่ว่าจะเป็นบริเวณใด ๆ ก็ตาม ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอวิธีการเลือกตำแหน่งติดตั้ง และปรับตั้งค่าของอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบไมโครกริด เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการป้องกันในระบบไมโครกริด อีกทั้งยังช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบอีกด้วย

การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมในระบบไมโครกริดสามารถช่วยปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้ที่ดีขึ้น ซึ่งสะท้อนอยู่ในค่าดัชนี SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) ดัชนี SAIDI (System Average Interruption Duration Index) และดัชนี ENS (Energy Not Supplied) โดยเฉพาะดัชนี ENS สามารถคำนวณเป็นมูลค่าความสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับได้ ในการกำหนดตำแหน่งอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมจะต้องพิจารณาให้บรรลุฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ทำให้ผลรวมของค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ และมูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับมีค่าน้อยที่สุด ภายใต้เงื่อนไขที่เมื่อติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันแล้วต้องทำให้คุณภาพบริการไฟฟ้าดีขึ้นกว่าเดิม ดัชนี SAIFI และ ดัชนี SAIDI ต้องไม่ต่ำกว่าเงื่อนไขความเชื่อถือได้ที่กำหนดไว้ ผลการทดสอบพบว่า ตำแหน่งและขนาดของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่อยู่ในระบบไมโครกริด มีผลต่อตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด เนื่องจากพิจารณาหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริด ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์คือ มูลค่าสูญเสียอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ และเกณฑ์ในการพิจารณาคือ ควรจะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในตำแหน่งที่ทำให้ระบบเกิดการแบ่งแยกออกน้อยที่สุดเมื่อเกิดการลัดวงจร และควรติดตั้งในตำแหน่งที่ทำให้โหลดได้รับการจ่ายไฟมากที่สุดเมื่อระบบไมโครกริดเกิดการแยกตัวเป็นอิสระ

สำหรับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ต้องการพัฒนาเป็นระบบไมโครกริดนั้นหากในระบบมีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันอยู่ก่อนแล้วเมื่อมีการติดตั้งแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าในระบบ ควรจะต้องทำการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบใหม่เพื่อให้การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันครอบคลุมถึงตำแหน่งที่ตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าเหล่านั้นด้วย ซึ่งจากผลการทดสอบพบว่า หากทำการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบใหม่จะช่วยทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้เพิ่มมากขึ้นทั้งค่าดัชนี SAIFI SAIDI และ ENS เมื่อเปรียบเทียบกับตำแหน่งติดตั้งเดิม แต่ค่าดัชนี SAIFI จะดีขึ้นไม่มากนักเมื่อเปรียบเทียบกับอีก 2 ดัชนี เนื่องจากทุกครั้งที่เกิดการลัดวงจร อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้ที่สุดต้องทำงานก่อน พร้อมกันนี้อุปกรณ์ป้องกันของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเองก็ทำงานด้วยทุกครั้งเมื่อเกิดการลัดวงจร โดยจะทำการปรับตัวเองออกก่อนแล้วค่อยกลับเข้ามาเชื่อมต่อใหม่อีกครั้ง ทำให้จำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับมีค่าไม่แตกต่างกัน

สำหรับการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันจะคำนึงค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลในสายไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์เหล่านี้ติดตั้งอยู่ ซึ่งระบบไมโครกริดมีจุดเด่นที่สามารถรับกำลังไฟฟ้าได้สองทิศทาง ทั้งจากระบบไฟฟ้าหลัก และระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หรือระบบกักเก็บพลังงาน (แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว) เป็นต้น หากระบบไมโครกริดทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก ค่ากระแสไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่ไหลในสายไฟฟ้าจะมีค่าสูงเนื่องจากรับกำลังไฟฟ้าจากหลายแหล่ง แต่ถ้าหากระบบไมโครกริดทำงานโหมดแยกตัวเป็นอิสระ แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่เหลืออยู่ในระบบ จะจ่ายค่ากระแสไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรเข้ามาในระบบแทน ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรเหล่านั้นมีค่าต่ำ จากเหตุผลข้างต้นจะเห็นว่า เมื่อเปลี่ยนโหมดการทำงานค่ากระแสไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรจะมีค่าเปลี่ยนแปลงไป ส่งผลให้ค่าปรับตั้งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบไมโครกริดมีค่าต่างกััน ดังนั้น อุปกรณ์ป้องกันที่เมื่อเกิดการลัดวงจรแล้วแยกตัวอยู่ในโหมดแยกตัวเป็นอิสระ (Islanding) จะตั้งมีการปรับตั้งค่าในสอดคล้องกับการทำงานในโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลัก (Grid-connected mode) และโหมดแยกตัวเป็นอิสระ แต่หากเป็นอุปกรณ์ป้องกันที่ทำหน้าที่เฉพาะโหมดเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักเพียงอย่างเดียวก็ไม่จำเป็นต้องปรับตั้งค่าหลายช่วง

สำหรับประเด็นของการประสานการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน จะเห็นได้ว่าผลการทดสอบในทุกกรณีจะผ่านเงื่อนไขเวลาการประสานการทำงานที่กำหนดไว้ที่ 0.4 วินาที แต่จะว่าในบางกรณีระยะเวลาการทำงานของ Primary protection และ Backup Protection มีค่าแตกต่างกันมาก เนื่องจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการปรับตั้งค่าอุปกรณ์ป้องกันจะคำนึงถึงเวลาการทำงานของ Primary protection ที่น้อยที่สุดเป็นหลัก สำหรับเวลาการประสานการทำงานของอุปกรณ์จะพิจารณาให้ผ่านเงื่อนไขเพียงพอ ทำให้ในบางกรณีระยะเวลาการประสานการทำงานจึงมีค่ามาก

6.2 ข้อเสนอแนะ

- 1) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาเฉพาะการติดตั้ง และปรับตั้งค่าเฉพาะรีเลย์ป้องกัน ดังนั้น จึงควรพิจารณาการอุปกรณ์ป้องกันชนิดอื่น ๆ ร่วมด้วย เช่น ฟิวส์ รีโครสเซอร์ เป็นต้น
- 2) ในการพิจารณาการป้องกันของระบบไมโครกริด ควรพิจารณาการข้ามผ่านความผิดปกติ (Fault ride through, FRT) ร่วมด้วย
- 3) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาเฉพาะการเชื่อมต่อของแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์เชื่อมต่ออยู่เท่านั้น ดังนั้น จึงควรพิจารณาการเชื่อมต่อของอินดักชันด้วย
- 4) ควรพิจารณาการการปลดโหลดตามความสำคัญเพิ่มเติม (Load shading)



รายการอ้างอิง

- [1] สำนักนโยบายและแผนพลังงานกระทรวงพลังงาน. แผนแม่บทการพัฒนาาระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 [Online]. Available: http://www.eppo.go.th/power/smart_grid%20plan.pdf
- [2] H. Nikkhajoei and R. H. Lasseter, "Microgrid Protection," in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 2007*, pp. 1-6.
- [3] M. A. Zamani, T. S. Sidhu, and A. Yazdani, "A Protection Strategy and Microprocessor-Based Relay for Low-Voltage Microgrids," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 1873-1883, 2011.
- [4] Ahmad Razani Haron, Azah Mohamed, and H. Shareef, "A Review on Protection Schemes and Coordination Techniques in Microgrid System," *Journal of Applied Sciences*, vol. 12, pp. 101-112, 2012.
- [5] G. Buigues, A. Dysko, V. Valverde, I. Zamora, and E. Fernández, "Microgrid Protection: Technical challenges and existing techniques " in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO'13) Bilbao (Spain), 2013*.
- [6] A. Pregelj, M. Begovic, and A. Rohatgi, "Recloser allocation for improved reliability of DG-enhanced distribution networks," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 1442-1449, 2006.
- [7] L. G. W. da Silva, R. A. F. Pereira, and J. R. S. Mantovani, "Allocation of protective devices in distribution circuits using nonlinear programming models and genetic algorithms," *Electric Power Systems Research*, vol. 69, pp. 77-84, 4// 2004.
- [8] A. Moradi and M. Fotuhi-Firuzabad, "Optimal Switch Placement in Distribution Systems Using Trinary Particle Swarm Optimization Algorithm," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 271-279, 2008.

- [9] H. H. Dezaki, H. A. Abyaneh, M. R. Yaghubinia, M. Zanganeh, and K. Mazlumi, "Protective and switching devices allocation according to total cost minimization by genetic algorithm in distribution systems," in *Electrical and Electronics Engineering (ELECO), 2011 7th International Conference on*, 2011, pp. I-376-I-380.
- [10] H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, "Optimal coordination of overcurrent relays using a modified particle swarm optimization," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 988-995, 7// 2006.
- [11] P. P. Bedekar and S. R. Bhide, "Optimum Coordination of Directional Overcurrent Relays Using the Hybrid GA-NLP Approach," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 109-119, 2011.
- [12] W. K. A. Najy, H. H. Zeineldin, and W. L. Woon, "Optimal Protection Coordination for Microgrids With Grid-Connected and Islanded Capability," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 60, pp. 1668-1677, 2013.
- [13] H. H. Zeineldin, E. F. El-Saadany, and M. M. A. Salama, "Protective Relay Coordination for Micro-grid Operation Using Particle Swarm Optimization," in *Power Engineering, 2006 Large Engineering Systems Conference on*, 2006, pp. 152-157.
- [14] R. H. Lasseter, "MicroGrids," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, 2002, pp. 305-308 vol.1.
- [15] อิศระชัย งามหรุ, "สมาร์ทไมโครกริด," *ECIT e-magazine*, vol. 5, 2011.
- [16] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "แผนงานการศึกษาโครงการเพื่อรองรับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA Smart Grid)," การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค2555.
- [17] Enrico Ragaini and Alexandre Oudalov, "Microgrids: Building Blocks of the Smart Grid Adaptive Protection Schemes for Microgrids," presented at the IEEE PES ISGT Europe, Berlin, Germany, 2012.
- [18] DNV.GL, "Microgrid Strategies and Solutions," ed, 2014.
- [19] Galvin Electricity Initiative. What are Smart Microgrids? [Online]. Available: <http://www.galvinpower.org/microgrids>
- [20] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks: The Institution of Engineering and Technology*, 2009.

- [21] Myles, Paul, J. Miller, S. Knudsen, and T. Grabowski, "430.01.03 Electric Power System Asset Optimization," *Morgantown, WV: National Energy Technology Laboratory*, 2011.
- [22] R. J. Campbell, "Weather-Related Power Outages and Electric System Resiliency," Report for Congress, Washington, D.C.: Congressional Research Service 2012.
- [23] S. Bossart, "DOE Perspective on Microgrids," ed. Advanced Microgrid Concepts and Technologies Workshop: Beltsville, MD: U.S. Army, the U.S. Army Research, Development, and Engineering Command (RDECOM), the U.S. Army Research Laboratory, and its Sensors and Electron Devices Directorate, 2012.
- [24] "IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems," *IEEE Std 1547.4-2011*, pp. 1-54, 2011.
- [25] สรญา ยงประยูร, "ระบบสะสมพลังงาน," สำนักงานนโยบาย และแผนพลังงาน 2550.
- [26] ณัฐดนัย มีแสง, "การวางแผนเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนในไมโครกริด," ปรินญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2011.
- [27] GE Digital Energy, "Example: Microgrid Control," E. M. Control, Ed., ed. http://www.gedigitalenergy.com/multilin/smartgrid_innovations.htm.
- [28] ศูนย์บริการวิศวกรรม มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, "คู่มือการฝึกอบรม โครงการศึกษาความเหมาะสมการพัฒนา ระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน," การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2556.
- [29] W. Deng, W. Pei, Z. Shen, Z. Zhao, and H. Qu, "Adaptive Micro-Grid Operation Based on IEC 61850," *Energies*, vol. 8, p. 4455, 2015.
- [30] American National Standards Institute. Inc., "American National Standard For Electric Power Systems and Equipment—Voltage Ratings (60 Hertz)," ed: National Electrical Manufacturers Association, 2011.
- [31] กิตติพันธ์ เตชะกิตติโรจน์. มาตรฐาน IEC61850 เบื้องต้น [Online].
- [32] สีนาท ศิวเสน. สารความรู้ตอนที่ 12 - มาตรฐาน IEEE 802.11 คืออะไร?? [Online].
- [33] Baby IT. WiMAX IEEE 802.16 การสื่อสารไร้สาย [Online].

- [34] N. W. A. Lidula and A. D. Rajapakse, "Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 186-202, 1// 2011.
- [35] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "รายงานความเหมาะสมโครงการนำร่องโครงข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะ อ.เมือง จ.แม่ฮ่องสอน," 2557.
- [36] Xueguang Wu, Nilanga Jayawarna, Yibin Zhang, João Peças Lopes, Carlos Moreira, André Madureira, *et al.*, "Protection Guidelines for a MicroGrid," Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids 2005.
- [37] ประสิทธิ์ พิทยพัฒน์, การป้องกันระบบไฟฟ้า: ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยี ไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
- [38] Alexandre Oudalov, Antonio Fidigatti, Thomas Degner, Boris Valov, Christian Hardt, José Miguel Yarza, *et al.*, "Novel protection systems for microgrids " Advanced Architectures and Control Concepts for MORE MICROGRIDS 2009.
- [39] C. Liang, M. E. Khodayar, and M. Shahidehpour, "Adaptive Protection System for Microgrids: Protection practices of a functional microgrid system," *Electrification Magazine, IEEE*, vol. 2, pp. 66-80, 2014.
- [40] ALSTOM, "Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults," in *Network Protection & Automation Guide*, ed. Levallois-Perret: ALSTOM, 2002.
- [41] ณัฐพล พลบริสุทธิ์, "ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีต่อการประสานสัมพันธ์ ของระบบป้องกันโดยใช้ดัชนีชีวิตการสูญเสียการประสานสัมพันธ์ของระบบป้องกัน " *ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.*
- [42] นันทิพัฒน์ จีรารวรรณสถิตย์, "การหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระของระบบจำหน่ายไฟฟ้า " *ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 2554.*
- [43] ไศภิต สิริโสภณวัฒนา, "ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อการทำงานร่วมกัน ของฟิวส์กับรีโวลสเซอร์และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า," *ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ , จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.*

- [44] ภรต อินทรเทศ, "ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกัน และความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง," *ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2546.*
- [45] M. Brucoli, T. C. Green, and J. D. F. McDonald, "Modelling and Analysis of Fault Behaviour of Inverter Microgrids to Aid Future Fault Detection," in *System of Systems Engineering, 2007. SoSE '07. IEEE International Conference on, 2007*, pp. 1-6.
- [46] ดาว วาน ตู, "การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวสูงสุดที่รับได้โดยพิจารณาถึงข้อกำหนดการทำงานผ่านช่วง การลัดวงจรและระบบป้องกันของการไฟฟ้า," *ปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2555.*
- [47] เจนจิรา บุญนามล, "การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย," *ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2556.*
- [48] R. Billinton and G. Lian, "Monte Carlo approach to substation reliability evaluation," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C*, vol. 140, pp. 147-152, 1993.
- [49] Roy Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Great Britain: Pitman Publishing 1984.
- [50] อาทิตย์ ศรีแก้ว, *ปัญญาเชิงคำนวณ: สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี, 2009.*
- [51] S. Gludpetch and T. Tayjasanant, "Optimal placement of protective devices for improving reliability indices in Microgrid system," in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2013 IEEE PES Asia-Pacific, 2013*, pp. 1-6.
- [52] D. K. Singh and S. Gupta, "Use of genetic algorithms (GA) for optimal coordination of directional over current relays," in *Engineering and Systems (SCES), 2012 Students Conference on, 2012*, pp. 1-5.
- [53] R. Billinton and S. Jonnavithula, "A test system for teaching overall power system reliability assessment," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, pp. 1670-1676, 1996.

- [54] มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, "โครงการศึกษาอัตราความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost)," สำนักนโยบายและแผนพลังงาน2555.





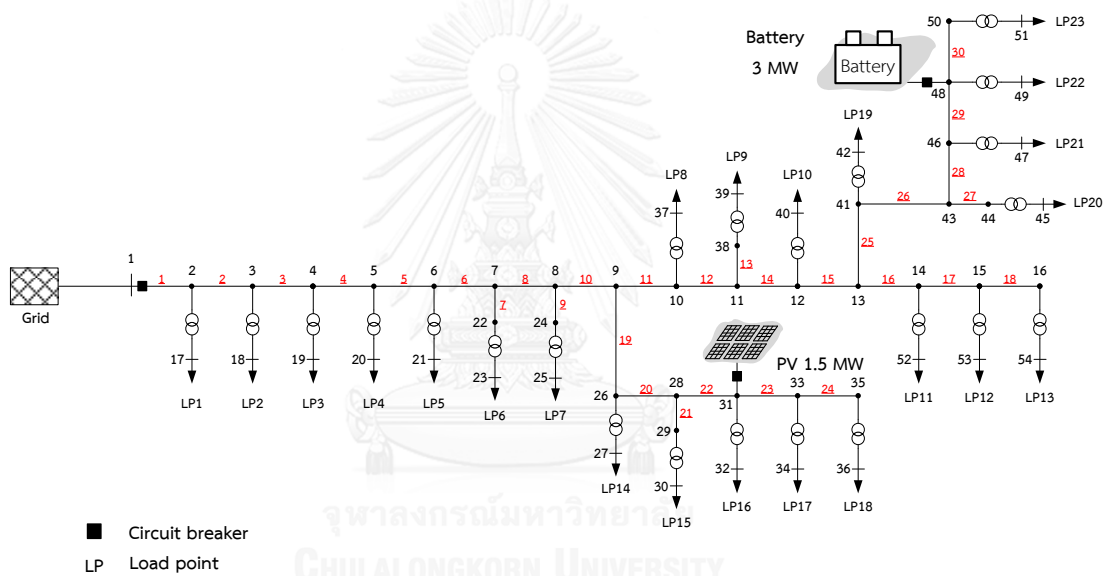
ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ก

ข้อมูลระบบทดสอบระบบทดสอบที่ 1

ระบบทดสอบที่ 1 ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดัดแปลงมากจากระบบ RBTS (Roy Billinton Test System) บัส 6 สายป้อนที่ 4 ดังรูปที่ ก.1 [47] ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้า (BasekV) 33 กิโลโวลต์ และมีค่าฐานของกำลังไฟฟ้าของระบบ (BaseMVA) เท่ากับ 1 MVA ประกอบด้วยบัส 54 บัส, สายไฟฟ้า 30 เส้น และจุดโหลด 23 จุด โดยมีปริมาณโหลดรวม 4.8155 เมกะวัตต์ 7.7701 เมกะวาร์ และมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 1,183 ราย นอกจากนี้ เพื่อให้ระบบทดสอบมีความสอดคล้องกับระบบไมโครกริดจึงได้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV) ขนาด 1.5 เมกะวัตต์ ที่บัส 31 และติดตั้งแบตเตอรี่ ขนาด 3 เมกะวัตต์ ที่บัส 48 ตามลำดับ



ภาพที่ ก.1 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบ RBTS บัส 6 สายป้อนที่ 4

รายละเอียดข้อมูลอิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้า (Impedance), ความยาวของแต่ละช่วงสายไฟฟ้า (Branch) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load) และข้อมูลสถิติความเชื่อถือได้ของสายไฟฟ้า แสดงได้ดังตารางที่ ก.1 ถึง ก.4 ตาม ลำดับ

ตารางที่ ก.1 ค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ในระบบทดสอบที่ 1

ประเภทอุปกรณ์	ค่าอิมพีแดนซ์
สายป้อนหลัก	0.211 + j 0.414 (โอห์มต่อกิโลเมตร)
สายป้อนย่อย	0.341 + j 0.456 (โอห์มต่อกิโลเมตร)
หม้อแปลงโหลด	j 22.1 (โอห์ม)

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลความยาวของแต่ละช่วงสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1

ประเภท	ความยาว (กิโลเมตร)	ช่วงสายไฟฟ้า
1	0.6	7, 13
2	0.75	9, 27
3	0.8	21
4	0.9	4, 10
5	1.6	3, 5, 8, 15, 20, 28
6	2.5	2, 6, 18, 23, 26
7	2.8	1, 12, 16, 22, 25, 30
8	3.2	11, 17, 19, 24, 29
9	3.5	14,

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบที่ 1

ตำแหน่งโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟ	ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า		จำนวน ผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)
		กำลังไฟฟ้าจริง (เมกะวัตต์)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (เมกะวาร์)	
2	บ้านที่อยู่อาศัย	0.1808	0.2917	126
1, 6	บ้านที่อยู่อาศัย	0.1659	0.2677	147
5	บ้านที่อยู่อาศัย	0.2070	0.3340	132
8, 11, 14, 19	บ้านที่อยู่อาศัย	0.1554	0.2507	79
10, 12, 16, 22	บ้านที่อยู่อาศัย	0.1585	0.2558	76
15, 20	เกษตรกรรม	0.1929	0.3113	1
3, 13, 17	เกษตรกรรม	0.2501	0.4036	1
4, 18	เกษตรกรรม	0.2633	0.4249	1
7, 23	เกษตรกรรม	0.3057	0.4933	1
9, 21	เกษตรกรรม	0.2831	0.4568	1
รวม		4.8155	7.7701	1,183

ตารางที่ ก.4 ค่าสถิติความเชื่อถือได้ของสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1

ลำดับ	สัญลักษณ์	คำอธิบาย	ค่าสถิติความเชื่อถือได้
1	λ	อัตราการล้มเหลว (Failure rate)	0.046 ครั้ง/ปี/กิโลเมตร
2	r	ระยะเวลาซ่อมแซม (Repair time)	480 นาที (8 ชั่วโมง)

ตารางที่ ก.5 การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 1 ในแต่ละโหมดการทำงาน

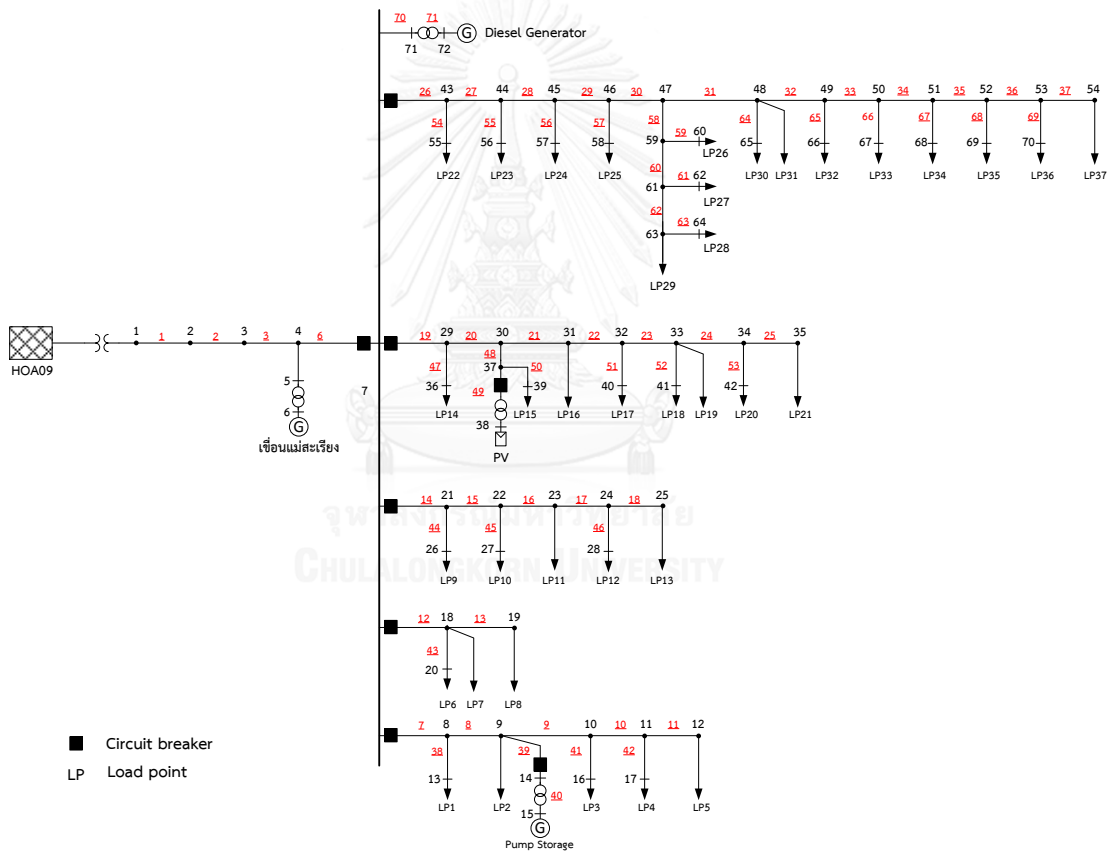
เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	Grid-connected mode	Islanding mode
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	1.5 MW	1.5 MW
แบตเตอรี่	0.0 MW	3.0 MW



ภาคผนวก ข

ข้อมูลระบบทดสอบระบบทดสอบที่ 2

ระบบทดสอบที่ 2 ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ดัดแปลงมากจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน ซึ่งในอนาคตจะถูกพัฒนาเป็นระบบไมโครกริด อย่างไรก็ตามเพื่อให้ง่ายต่อการทดสอบจึงได้ดัดแปลงระบบไฟฟ้า โดยรวมสายส่งไฟฟ้า และจุดโหลดบางจุดเข้าด้วยกัน โดยเป็นระบบไฟฟ้า (BasekV) 22 กิโลโวลต์ และมีค่าฐานของกำลังไฟฟ้าของระบบ (BaseMVA) เท่ากับ 1 MVA ประกอบด้วยบัส 72 บัส, สายไฟฟ้า 71 เส้น และจุดโหลด 37 จุด โหลด โดยมีปริมาณโหลดรวม 5.1 เมกะวัตต์ 8.2292 เมกะวาร์ และมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 15,290 ราย ดังรูปที่ ข.1



ภาพที่ ข.1 ระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบไมโครกริด อ.แม่สะเรียง

รายละเอียดข้อมูลของสายไฟฟ้า, ข้อมูลปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า, ข้อมูลแหล่งผลิต และ กักเก็บพลังงานไฟฟ้า (Generator and storage) รวมทั้งข้อมูลสถิติสถิติความเชื่อถือได้ของสายไฟฟ้า แสดงได้ดังตารางที่ ข.1 ถึง ข.4 ตามลำดับ

ตารางที่ ข.1 ข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2

สาย	จากบัส	ถึงบัส	ความยาวสาย (กิโลเมตร)	ค่าอิมพีแดนซ์	
				R (p.u.)	X (p.u.)
1	1	2	39.2835	0.014261371	0.027144574
2	2	3	41.9875	0.023113078	0.030249218
3	3	4	15.4707	0.008777385	0.00830751
4	4	5	1.2223	0.001683642	0.000950111
5	5	6	0	0	0.0434
6	4	7	4.763	0.001776284	0.002415943
7	7	8	3.8796	0.001446834	0.001967855
8	8	9	4.6924	0.00258305	0.003380564
9	9	10	1.1835	0.000651487	0.000852634
10	10	11	4.8277	0.002657529	0.003478039
11	11	12	5.6538	0.003112277	0.004073189
12	7	18	3.027	0.001717385	0.001625449
13	18	19	1.1778	0.000668231	0.000632459
14	7	21	2.1013	0.001192184	0.001128363
15	21	22	1.1484	0.000651551	0.000616672
16	22	23	0.4352	0.000246913	0.000233695
17	23	24	0.1041	5.90617E-05	5.59E-05
18	24	25	1.018	0.000577568	0.000546649
19	7	29	0.8896	0.000504719	0.0004777
20	29	30	0.7221	0.000409687	0.000387756
21	30	31	0.6281	0.000356356	0.000337279
22	31	32	3.5281	0.002001686	0.001894531
23	32	33	1.4141	0.000802297	0.000759348
24	33	34	12.9075	0.007323139	0.006931114
25	34	35	1.353	0.000767632	0.000726539
26	7	43	3.7749	0.001407788	0.001914748
27	43	44	5.0221	0.001872911	0.002547367
28	44	45	8.1537	0.00448841	0.005874202

สาย	จากบัส	ถึงบัส	ความยาวสาย (กิโลเมตร)	ค่าอิมพีแดนซ์	
				R (p.u.)	X (p.u.)
29	45	46	3.8271	0.002106724	0.002757173
30	46	47	4.9897	0.002746706	0.003594749
31	47	48	2.1179	0.001165851	0.001525807
32	48	49	8.0002	0.004403912	0.005763615
33	49	50	11.1132	0.006117541	0.008006326
34	50	51	11.4124	0.006282243	0.00822188
35	51	52	14.1671	0.007798637	0.010206459
36	52	53	5.5862	0.003075065	0.004024488
37	53	54	9.536	0.005249332	0.006870058
38	8	13	0.4226	0.000582105	0.000328493
39	9	14	1.5	0.002066157	0.001165971
40	14	15	0	0	0.0434
41	10	16	0.4835	0.000665991	0.000375831
42	11	17	12.292	0.016931468	0.009554744
43	18	20	0.1821	0.000250831	0.000141549
44	21	26	0.5196	0.000715717	0.000403892
45	22	27	0.5622	0.000774396	0.000437006
46	24	28	0.8325	0.001146717	0.000647114
47	29	36	1.5032	0.002070565	0.001168458
48	30	37	2.8348	0.003904761	0.00220353
49	37	38	0	0	0.0434
50	37	39	7.9514	0.010952561	0.006180735
51	32	40	5.1149	0.007045458	0.003975884
52	33	41	3.7991	0.005233025	0.002953094
53	34	42	5.1819	0.007137746	0.004027964
54	43	55	3.9934	0.0055006609	0.003104126
55	44	56	0.5257	0.000724119	0.000408634
56	45	57	1.447	0.001993153	0.001124773
57	46	58	10.6853	0.014718338	0.008305834

สาย	จากบัส	ถึงบัส	ความยาวสาย (กิโลเมตร)	ค่าอิมพีแดนซ์	
				R (p.u.)	X (p.u.)
58	47	59	2.0936	0.002883804	0.001627385
59	59	60	0.1548	0.000213227	0.000120328
60	59	61	20.773	0.02861352	0.016147145
61	61	62	2.7777	0.00382611	0.002159145
62	61	63	11.9591	0.016472919	0.009295976
63	63	64	7.6504	0.010537952	0.005946763
64	48	65	6.168	0.008496038	0.004794473
65	49	66	6.5426	0.009012026	0.005085655
66	50	67	5.0507	0.006957026	0.00392598
67	51	68	49.4434	0.068105219	0.038433049
68	52	69	7.9542	0.010956417	0.006182911
69	53	70	2.7292	0.003759304	0.002121446
70	7	71	0.1224	4.56471E-05	6.20851E-05
71	71	72	0	0	0.0434

ตารางที่ ข.2 ข้อมูลโหลดของระบบทดสอบที่ 2

จุดโหลด	บัส	ปริมาณความต้องการไฟฟ้า		จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)
		กำลังไฟฟ้าจริง (เมกะวัตต์)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (เมกะวาร์)	
1	13	0.0134	0.0216	41
2	9	0.0356	0.0574	109
3	16	0.3072	0.4957	941
4	17	0.3072	0.4957	941
5	12	0.3366	0.5431	1,031
6	20	0.4753	0.7670	469
7	18	0.0811	0.1308	80
8	19	0.3436	0.5544	339
9	26	0.1295	0.2090	238
10	27	0.0011	0.0018	2

จุดโหลด	บัส	ปริมาณความต้องการไฟฟ้า		จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)
		กำลังไฟฟ้าจริง (เมกะวัตต์)	กำลังไฟฟ้าเสมือน (เมกะวาร์)	
11	23	0.4957	0.7999	911
12	28	0.0011	0.0018	2
13	25	0.2726	0.4399	501
14	36	0.0275	0.0443	112
15	39	0.2525	0.4074	1,030
16	31	0.0248	0.0400	101
17	40	0.0370	0.0597	151
18	41	0.0253	0.0407	103
19	33	0.0326	0.0526	133
20	42	0.2486	0.4011	1,014
21	35	0.3518	0.5677	1,435
22	55	0.0334	0.0539	144
23	56	0.0102	0.0165	44
24	57	0.0515	0.0831	222
25	58	0.0858	0.1384	370
26	60	0.0063	0.0101	27
27	62	0.0492	0.0793	212
28	64	0.1213	0.1957	523
29	63	0.0341	0.0550	147
30	65	0.0260	0.0419	112
31	48	0.2558	0.4127	1,103
32	66	0.1271	0.2050	548
33	67	0.1354	0.2185	584
34	68	0.2996	0.4834	1,292
35	69	0.0072	0.0116	31
36	70	0.0130	0.0210	56
37	54	0.0443	0.0715	191
รวม		5.1000	8.2292	15,290

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลแหล่งผลิตและกักเก็บพลังงานไฟฟ้าของระบบทดสอบที่2

บัส	แหล่งผลิต และกักเก็บพลังงานไฟฟ้า	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
6	ระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ เขื่อนแม่สะเรียง	1.2
15	ปั๊มพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pump storage)	2
38	ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (PV)	4
72	เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดีเซล (Diesel gen)	2.5

ตารางที่ ข.4 ข้อมูลค่าสถิติความเชื่อถือได้สายไฟฟ้าในแต่ละสายป้อนของระบบทดสอบที่2

สายป้อน	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี/กิโลเมตร)	ระยะเวลาซ่อมแซม
F1	0.3534	100 นาที (1.67 ชั่วโมง)
F2	1.1364	20 นาที (0.33 ชั่วโมง)
F3	0.3770	30 นาที (0.5 ชั่วโมง)
F4	0.2907	150 นาที (2.5 ชั่วโมง)
F5	0.2732	200 นาที (3.34 ชั่วโมง)

ตารางที่ ข.5 การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบที่ 2 ในแต่ละโหมดการทำงาน

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	Grid-connected mode	Islanding mode
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนแม่สะเรียง (MSR Dam)	1.2 MW	1.2 MW
โรงไฟฟ้าพลังน้ำสูบกลับ (Pump Storage)	0.0 MW	1.0 MW
ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	2.0 MW	1.0 MW
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดีเซล (Diesel generator)	0.0 MW	2.7 MW

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวศิริรัตน์ กัดเพชร เกิดวันที่ 13 ธันวาคม พ.ศ. 2531 ที่ จังหวัดอุดรดิตต์ สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ในปีการศึกษา 2553 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2554



