

การหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยคำนึงถึงการป้องกัน
การแยกตัวอิสระของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

นายนันทิพัฒน์ จีราวรรณสถิตย์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2554

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

PROTECTIVE DEVICE PLACEMENT FOR RELIABILITY IMPROVEMENT BY
CONSIDERING ISLANDING PREVENTION IN DISTRIBUTION SYSTEMS

Mr. Nantipat Jiravanstit

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

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
โดย	นายนันทิพัฒน์ จีราวรรณสถิตย์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศธีรวัฒน์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

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

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

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสวี)

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

นันทิพัฒน์ จีราวรรณสถิตย์ : การหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระของระบบจำหน่ายไฟฟ้า . (PROTECTIVE DEVICE PLACEMENT FOR RELIABILITY IMPROVEMENT BY CONSIDERING ISLANDING PREVENTION IN DISTRIBUTION SYSTEMS)

อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อ.ดร. สุรัชย์ ชัยทัศนีย์, 133 หน้า.

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เสนอวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding method) ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่เป็น อุปกรณ์ป้องกันระบบไฟฟ้า โดยพัฒนาวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (Non Detection Zone: NDZ) ให้มีความถูกต้องแม่นยำมากขึ้น รวมถึงได้พัฒนา วิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ โดยประยุกต์ใช้วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน-ราฟสัน เพื่อเป็นการป้องกันโอกาสที่จะเกิดการเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding) เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน

นอกจากนี้ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการหาตำแหน่งติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยนำวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ประเภทวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน-ราฟสันมาประยุกต์ใช้ร่วมด้วย และได้ นำ วิธีการที่นำเสนอ มาทดสอบกับระบบ ไฟฟ้า RBTS Bus 2 และ ระบบไฟฟ้าดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน)

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

5370447021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : ANTI-ISLANDING / NON DETECTION ZONE / QUALITY FACTOR / VOLTAGE RELAY / FREQUENCY RELAY

NANTIPAT JIRAVANSTIT: PROTECTIVE DEVICE PLACEMENT FOR RELIABILITY IMPROVEMENT BY CONSIDERING ISLANDING PREVENTION IN DISTRIBUTION SYSTEMS. ADVISOR: SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 133 pp.

This thesis proposes the anti-islanding method for distribution systems with Photovoltaic Generation System (PVGS) by using voltage and frequency relays. This thesis derives Non Detection Zone (NDZ) of Over/Under voltage and Over/Under frequency ranges by using load quality factor in order to increase the accuracy for islanding prevention. In addition, another method to prevent islanding situation is derived by using Newton-Raphson's power flow. The islanding prevention is considered necessary for the currently increasing Photovoltaic Generation Systems.

In addition, the thesis proposes the protective device placement for system reliability improvement by using Genetic Algorithm (GA) optimization. The optimization also takes the account of islanding prevention as a constraint. The proposed method is brought to apply with RBTS Bus 2 distribution system, and a modified system of the Provincial Electricity Authority (modified Banlen system).

Department : Electrical Engineering Student's Signature

Field of Study : Electrical Engineering Advisor's Signature

Academic Year : 2011

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ต้องขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัวของผู้วิจัย สำหรับกำลังใจที่สำคัญและการสนับสนุนในทุกอย่างแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอด

ขอบพระคุณสำหรับความช่วยเหลือเป็นอย่างดียิ่งของ อาจารย์ ดร. สรุชัย ชัย ทศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ให้คำสั่งสอนที่มีประโยชน์ คำปรึกษา ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย และขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ อันประกอบไปด้วย อาจารย์ ดร.ชาญณรงค์ บาลมงคล ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี และ ดร. ประดิษฐ์ เฟื่องฟู ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบ และแก้ไขในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบคุณคณะนิสิตระดับบัณฑิตศึกษา ห้องปฏิบัติการระบบไฟฟ้ากำลัง อาคาร 4 ชั้น 12 ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ ทุกท่าน ที่คอยให้กำลังใจและให้ความคิดเห็นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ	ช
สารบัญตาราง	ฎ
สารบัญภาพ.....	ฏ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	4
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	4
1.4 ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน	4
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	5
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
1.6.1 การตรวจจับและการป้องกันการแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding).....	5
1.6.2 การหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสม เพื่อการเพิ่มความเชื่อถือได้.....	6
บทที่ 2 ทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง	8
2.1 การลัดวงจร (Short circuit).....	8
2.1.1 การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault)	9
2.1.2 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault)	11
2.1.3 การคำนวณหากระแสลัดวงจรขณะเกิดการลัดวงจรที่สาย.....	12
2.2 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า (Protective devices)	14
2.2.1 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าส่วนที่ทำหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติ	16
2.2.1.1 รีเลย์กระแสเกิน.....	16
2.2.1.2 รีเลย์แรงดัน	18
2.2.1.3 รีเลย์ความถี่.....	19
2.2.2 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าส่วนที่ทำหน้าที่เปิดวงจร	19

2.2.2.1 รีโคลอสเซอร์ (Recloser)	19
2.2.2.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker).....	20
2.2.2.3 ฟิวส์ (Fuse).....	20
2.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อบนระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบไฟฟ้า.....	20
2.3.1 ข้อกำหนดจากการไฟฟ้านครหลวงปี 2551 กรณีผู้ขอใช้บริการ จ่ายไฟเข้าสู่ระบบ	21
2.3.1.1 ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด.....	21
2.3.1.2 ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุด	22
2.3.2 ข้อกำหนดจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 กรณีผู้ขอใช้บริการ จ่ายไฟเข้าสู่ระบบ	22
2.3.2.1 ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด.....	22
2.3.2.2 ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุด	23
2.3.3 ข้อกำหนดจากมาตรฐาน IEEE Std 929-2000 กรณีผู้ขอใช้บริการ จ่ายไฟเข้าสู่ระบบ	23
2.3.3.1 ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด.....	23
2.3.3.2 ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุด	24
2.3.4 ข้อกำหนดจากมาตรฐาน อื่นๆ กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ	24
บทที่ 3 ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	25
3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้า	26
3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	26
3.3 ผลของการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	27
3.3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับระบบที่ไม่มีรีโคลอสเซอร์ในสาย	28
3.3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับระบบที่มีรีโคลอสเซอร์ในสาย	30
บทที่ 4 การป้องกันการแยกตัวอิสระ	33
4.1 การแยกตัวอิสระ (Islanding)	34
4.2 วิธีการตรวจจับการแยกตัวอิสระ	35
4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Generation System).....	38
4.4 บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ).....	40
4.4.1 การจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่สภาวะปกติ.....	41

4.4.2 การจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในการแยกตัวอิสระ	42
4.4.3 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณทางไฟฟ้าของทั้งสองสภาวะ.....	43
4.4.4 วิธีการประยุกต์ใช้งานบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้	45
4.5 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้.....	47
4.5.1 ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันและความถี่ต่อระบบไฟฟ้า	47
4.5.1.1 ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันและความถี่ต่ออิมพีแดนซ์ ของสายของระบบไฟฟ้า.....	48
4.5.1.2 ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันและความถี่ต่อค่ากำลังไฟฟ้าจริงและ กำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลด	49
4.5.2 วิธีการประยุกต์ใช้งานบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้.....	54
บทที่ 5 การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมด้วยวิธีจินเนติกอัลกอริทึม.....	55
5.1 วัตถุประสงค์.....	55
5.2 ขั้นตอนในการแก้ปัญหา.....	58
5.2.1 การลงรหัสสำหรับการหาตำแหน่งติดตั้งรีโคสเซอร์ในสาย	58
5.2.2 การสร้างประชากรเริ่มต้น	59
5.2.3 การประเมินค่าความเหมาะสมและการคัดเลือกโครโมโซม	59
5.2.4 การข้ามสายพันธุ.....	72
5.2.5 การผ่าเหล่า.....	73
5.2.6 การตรวจสอบเงื่อนไขการหยุด.....	74
5.2.7 การถอดรหัสสำหรับการหาตำแหน่งติดตั้งรีโคสเซอร์ในสาย	74
บทที่ 6 การทดสอบ.....	75
6.1 ระบบทดสอบ.....	75
6.1.1 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2	76
6.1.2 ระบบไฟฟ้าดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน)	80
6.2 วิธีการทดสอบ.....	83
6.3 ผลการทดสอบ	83
6.3.1 การป้องกันการแยกตัวอิสระด้วยรีเลย์แรงดันแล้วความถี่	83

6.3.1.1 การหาและการประยุกต์ใช้บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการใช้แฟกเตอร์คุณภาพ	84
6.3.1.2 การหาและการประยุกต์ใช้บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน-ราฟสัน.....	89
6.3.2 การหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระ..	91
6.3.2.1 การหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสม สำหรับระบบไฟฟ้า RBTS Bus2	91
6.3.2.2 การหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสม สำหรับระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน	112
บทที่ 7 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	128
7.1 สรุปผล.....	128
7.2 ข้อเสนอแนะ	129
รายการอ้างอิง.....	130
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	133

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1	ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินตามมาตรฐาน IEC	17
ตารางที่ 2.2	ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติอ้างอิงตามข้อกำหนดจากการไฟฟ้านครหลวง.....	21
ตารางที่ 2.3	ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติปกติอ้างอิงตามข้อกำหนดจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค.....	22
ตารางที่ 2.4	ค่าช่วงแรงดันไฟฟ้าปกติและความถี่ไฟฟ้าปกติอ้างอิงตามมาตรฐานต่างๆ.....	24
ตารางที่ 3.1	ดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดในระบบตัวอย่าง	28
ตารางที่ 3.2	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดเชื่อมต่อ และขนาดกำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ย	29
ตารางที่ 3.3	ดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดต่างๆ ในหนึ่งระยะเวลาปี กรณีไม่ติดตั้งรีโคลสเซอร์	29
ตารางที่ 3.4	ค่าดัชนี SAIFI SAIDI และ ENS ของระบบ กรณีไม่ติดตั้งรีโคลสเซอร์	30
ตารางที่ 3.5	ดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดต่างๆ ในระยะเวลาหนึ่งปี กรณีที่มีการติดตั้งรีโคลสเซอร์.....	31
ตารางที่ 3.6	ค่าดัชนี SAIFI SAIDI และ ENS ของระบบ กรณีที่มีการติดตั้งรีโคลสเซอร์.....	31
ตารางที่ 4.1	รายละเอียดข้อดี ข้อเสีย และตัวอย่างวิธีการตรวจจับ การแยกตัวอิสระประเภทต่างๆ	36
ตารางที่ 5.1	ตัวอย่างการลงรหัสสำหรับการติดตั้งรีโคลสเซอร์ในสาย.....	58
ตารางที่ 5.2	คุณสมบัติของสายในลักษณะต่างๆ	68
ตารางที่ 5.3	คุณสมบัติของสายในลักษณะต่างๆ ในรอบที่ 1.....	69
ตารางที่ 5.4	คุณสมบัติของสายในลักษณะต่างๆ ในรอบที่ 2.....	69
ตารางที่ 5.5	คุณสมบัติของสายในลักษณะต่างๆ ในรอบที่ 3.....	70
ตารางที่ 6.1	ข้อมูลบัลของระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2	76
ตารางที่ 6.2	ข้อมูลสายของระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2	78
ตารางที่ 6.3	สถิติอัตราความเสียหายและระยะเวลาซ่อมเฉลี่ยของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ.....	79
ตารางที่ 6.4	ข้อมูลบัลของระบบไฟฟ้าตัดแปลงบ้านเลน.....	80
ตารางที่ 6.5	ข้อมูลสายของระบบไฟฟ้าตัดแปลงบ้านเลน	81
ตารางที่ 6.6	สถิติอัตราความเสียหายและระยะเวลาซ่อมเฉลี่ยของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ.....	82
ตารางที่ 6.7	ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาแรก (กรณีที่ 1.1).....	93

ตารางที่ 6.8 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาที่สอง (กรณีที่ 1.1).....	94
ตารางที่ 6.9 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสาย หลังเกิดการลัดวงจร (กรณีที่ 1.1)	96
ตารางที่ 6.10 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาแรก (กรณีที่ 1.2).....	99
ตารางที่ 6.11 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาที่สอง (กรณีที่ 1.2).	100
ตารางที่ 6.12 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายหลังเกิดการลัดวงจร (กรณีที่ 1.2) .	102
ตารางที่ 6.13 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาแรก (กรณีที่ 1.3)...	105
ตารางที่ 6.14 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายหลังเกิดการลัดวงจร (กรณีที่ 1.3) .	107
ตารางที่ 6.15 ค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอ (ENS) และจำนวนครั้งของโอกาสที่จะ เกิดการแยกตัวอิสระ ในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในตำแหน่งต่างๆ.....	110
ตารางที่ 6.16 ตำแหน่งติดตั้งรีโคลสเซอร์ที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า RBTS Bus2.....	111
ตารางที่ 6.17 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาแรก (กรณีที่ 2.1) ...	113
ตารางที่ 6.18 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาที่สอง (กรณีที่ 2.1).	114
ตารางที่ 6.19 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายหลังเกิดการลัดวงจร (กรณีที่ 2.1) .	116
ตารางที่ 6.20 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงแรก (กรณีที่ 2.2)	118
ตารางที่ 6.21 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงที่สอง (กรณีที่ 2.2).....	119
ตารางที่ 6.22 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายหลังเกิดการลัดวงจร (กรณีที่ 2.2) .	120
ตารางที่ 6.23 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงแรก (กรณีที่ 2.3)	123
ตารางที่ 6.24 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายหลังเกิดการลัดวงจร (กรณีที่ 2.3) .	124
ตารางที่ 6.25 ค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอ (ENS) และจำนวนครั้งของโอกาสที่จะ เกิดการแยกตัวอิสระ ในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในตำแหน่งต่างๆ.....	127
ตารางที่ 6.26 ตำแหน่งติดตั้งรีโคลสเซอร์ที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน	127

สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 2.1 การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault)	10
ภาพที่ 2.2 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault).....	11
ภาพที่ 2.3 การเกิดการลัดวงจรที่สายส่ง	13
ภาพที่ 2.4 ตำแหน่งการจัดเรียงอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่างๆ ในระบบไฟฟ้า	15
ภาพที่ 2.5 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่างๆ ในระบบไฟฟ้า.....	15
ภาพที่ 2.6 คุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินแต่ละชนิดตามมาตรฐาน IEC	18
ภาพที่ 3.1 ระบบจำลองในการหาดัชนีความเชื่อถือได้ขณะไม่มีรีโคลสเซอร์ในสาย.....	28
ภาพที่ 3.2 ระบบจำลองในการหาดัชนีความเชื่อถือได้ขณะติดตั้งรีโคลสเซอร์ในสาย.....	30
ภาพที่ 4.1 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบ	38
ภาพที่ 4.2 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติ.....	41
ภาพที่ 4.3 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะการแยกตัวอิสระ	42
ภาพที่ 4.4 ขั้นตอนการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้.....	53
ภาพที่ 5.1 ตัวอย่างการลงรหัสสำหรับการติดตั้งรีโคลสเซอร์ในสาย	58
ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการประเมินค่าความเหมาะสม	61
ภาพที่ 5.3 ขั้นตอนการหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า.....	63
ภาพที่ 5.4 ขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรกรณีแรก	65
ภาพที่ 5.5 ขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรกรณีที่สอง	67
ภาพที่ 5.6 ตัวอย่างระบบไฟฟ้าที่ใช้อธิบายขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร.....	68
ภาพที่ 5.7 ตัวอย่างการพิจารณาบัสและสายในรอบที่ 1	69
ภาพที่ 5.8 ตัวอย่างการพิจารณาบัสและสายในรอบที่ 2	70
ภาพที่ 5.9 ตัวอย่างการพิจารณาบัสและสายในรอบที่ 3	71
ภาพที่ 5.10 ตัวอย่างการพิจารณาบัสและสายในรอบสุดท้าย.....	71
ภาพที่ 6.1 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2	76
ภาพที่ 6.2 ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน.....	80
ภาพที่ 6.3 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 เกิดการแยกตัวอิสระ ณ สายบ่อนที่ 1	84
ภาพที่ 6.4 ความสัมพันธ์ระหว่างบริเวณตรวจจับไม่ได้ (NDZ) กับ แฟกเตอร์คุณภาพ (QF).....	85

ภาพที่ 6.5 บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้	86
ภาพที่ 6.6 บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้	87
ภาพที่ 6.7 บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้	88
ภาพที่ 6.8 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ และจุดทำงานเมื่อ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์ที่บัส 5 ขนาด 3.5 MVA ที่ค่า $\tan\phi$ เท่ากับ 0.7, 0.8 และ 0.9.....	89
ภาพที่ 6.9 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ และจุดทำงานเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์ แสงอาทิตย์ที่บัส 5 ขนาด 4 MVA ที่ค่า $\tan\phi$ เท่ากับ 0.7, 0.8 และ 0.9.....	90
ภาพที่ 6.10 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus2 (อ้างอิงหมายเลขบัสและสายส่งใหม่).....	92
ภาพที่ 6.11 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 3 เปิดวงจร	94
ภาพที่ 6.12 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 3 และ สายที่ 1 เปิดวงจร.....	95
ภาพที่ 6.13 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) และจุดทำงาน ของกำลังไฟฟ้าในบริเวณแยกตัวอิสระ	98
ภาพที่ 6.14 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 เปิดวงจร	100
ภาพที่ 6.15 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 และ สายที่ 1 เปิดวงจร...	101
ภาพที่ 6.16 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) และกำลังไฟฟ้าขณะเกิดการลัดวงจร ..	104
ภาพที่ 6.17 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 15 จะทำการเปิดวงจร	106
ภาพที่ 6.18 ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน (อ้างอิงหมายเลขบัสและสายส่งใหม่)	113
ภาพที่ 6.19 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 11 จะทำการเปิดวงจร	114
ภาพที่ 6.20 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 11 และ สายที่ 5 เปิดวงจร. 115	
ภาพที่ 6.21 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) และกำลังไฟฟ้าขณะเกิดการลัดวงจร ..	117
ภาพที่ 6.22 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 จะทำการเปิดวงจร	118
ภาพที่ 6.23 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 และ สายที่ 13 เปิดวงจร. 119	
ภาพที่ 6.24 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) และกำลังไฟฟ้าขณะเกิดการลัดวงจร ..	122
ภาพที่ 6.25 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 19 จะทำการเปิดวงจร	123

บทที่ 1

บทนำ

เนื้อหาของบทนี้จะได้นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์นี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง สำหรับประเทศไทยที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 24,000 เมกะวัตต์ ซึ่งส่วนใหญ่จะใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าหลัก โดยมีสัดส่วนประมาณ ร้อยละ 70 ของการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศ ซึ่งก๊าซธรรมชาติถือได้ว่าเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วหมดไป และยังคงนำเข้าจากต่างประเทศ ประกอบกับต้องใช้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ เป็นเหตุให้ต้องใช้เงินลงทุนสูงมาก และยังคงก่อให้เกิดปัญหาสิ่งแวดล้อมอีกมากมาย ดังนั้นในปัจจุบันกระทรวงพลังงานได้มีการส่งเสริมให้มีการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น โดยการออกแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551-2565 [1] เพื่อเป็นการลดการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ ทำให้พลังงานทดแทน เข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น จึงมีการนำเอาพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานน้ำ พลังงานลม เป็นต้น โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงผู้ผลิตไฟฟ้าจะสามารถจ่ายโหลดของตนเอง แล้วยังสามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าอีกด้วย

ประเทศไทยตั้งอยู่ในเขตศูนย์สูตรจึงทำให้ได้รับแสงอาทิตย์อย่างต่อเนื่องและคงที่ตลอดทั้งปี ความเข้มของแสงโดยเฉลี่ยของการแผ่รังสีในแต่ละวันในประเทศไทยมีประมาณ 5 กิโลวัตต์ ชั่วโมงต่อตารางเมตร และจากข้อมูลแผนพัฒนาพลังงาน 15 ปี ได้กล่าวว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สูงถึง 50,000 เมกะวัตต์ อีกทั้งในปัจจุบันมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประมาณ 50 เมกะวัตต์ และคาดการณ์ว่าจะสูงขึ้นถึง 100 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ.2560 นอกจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่นำมาใช้ได้อย่างไม่มีหมดสิ้นและมีความเหมาะสมสำหรับผลิตไฟฟ้าในประเทศแล้ว การติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ตั้งอยู่บริเวณใกล้จุดโหลด ทำให้สามารถช่วยลดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียใน

สายส่งได้อีกด้วย ดังนั้น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่สำคัญในการตอบสนองความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

จากแนวโน้มการเพิ่มขึ้นในการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบไฟฟ้า อาจเกิดผลกระทบกับ ระบบไฟฟ้า ได้ เช่น การเพิ่มขึ้นของกระแสลัดวงจรซึ่งจะส่งผลถึงการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เกิดกระแสฮาร์โมนิกจากอุปกรณ์อินเวอร์เตอร์ โดยเฉพาะการเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding) เป็นต้น ดังนั้นเพื่อความปลอดภัยทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีข้อกำหนดการเชื่อมต่อการเชื่อมต่อ ระบบไฟฟ้าปี พ.ศ. 2551 [2] ถึงจะหลักเกณฑ์การเชื่อมต่อ ระบบไฟฟ้า แต่ก็ยังมีโอกาสในการแยกตัวอิสระเกิดขึ้นได้ เนื่องจากการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าหรือการปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าอย่างไม่เหมาะสม

การแยกตัวอิสระ (Islanding) คือ การที่แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG) และโหลดไฟฟ้าแยกตัวออกมาจากระบบไฟฟ้า โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายังคงจ่ายกำลังไฟฟ้าไปสู่โหลดไฟฟ้าโดยปราศจากการควบคุมจากการไฟฟ้าส่วนกลาง ซึ่งสามารถส่งผลเสียต่ออุปกรณ์ไฟฟ้ารวมถึงความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานทางไฟฟ้า ดังนั้นการแก้ปัญห การเกิด การแยกตัวอิสระก็เป็นประเด็นสำคัญที่ต้องพิจารณา ซึ่งโดยมาก จะเป็นวิธีการป้องกันไม่ให้เกิดการแยกตัวอิสระในระบบไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

- การตรวจจับการแยกตัวอิสระ โดยมี 2 วิธีหลัก คือ วิธีพาสซีฟ และวิธีแอกทีฟ [3]
- การใช้ Direct Transfer Trip (DTT) เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวถูกปลดจากระบบไฟฟ้าทันทีที่มีการผิดปกติเกิดขึ้น เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการแยกตัวอิสระ
- การใช้อินเวอร์เตอร์ ประเภท Line-commutated โดยอินเวอร์เตอร์ประเภทนี้จะใช้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าจากภายนอกมาสร้างสัญญาณไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อเป็นสัญญาณการทำงาน
- การจำกัดขนาดของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณที่ไม่ให้เกิดผลกระทบ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระชนิดพาสซีฟ แบบใช้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่โดยจะกล่าวถึงรายละเอียดต่อไปใน บทที่ 4 เนื่องจากเป็นวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระเบื้องต้นที่ใช้กันอย่างแพร่หลาย เพราะรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่เป็นอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าพื้นฐานตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี พ.ศ. 2551 อีกทั้งค่าลงทุนไม่สูงมากนัก และไม่ส่งสัญญาณรบกวนต่อ ระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตามวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระวิธีนี้อาจทำงานผิดพลาดได้ หากขณะเกิดความผิดปกติขึ้นกับ ระบบไฟฟ้า ทำให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า แยกวงจรที่

เกิดความผิดปกติออกจากระบบ ไฟฟ้าก่อให้เกิดการแยกตัวอิสระ และกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกับโหลดทางไฟฟ้าในบริเวณที่ถูกแยกออกมา ในสถานการณ์นี้จะมีโอกาสทำให้ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ซึ่งจะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ยังคงจ่ายไฟฟ้าสู่โหลดในบริเวณนั้น ซึ่ง ก่อให้เกิดผลเสียต่ออุปกรณ์ ไฟฟ้าและอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงานได้ ดังนั้น ตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งสำคัญ

นอกจากตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมนั้น จะช่วยลดโอกาสการเกิดปัญหาการแยกตัวอิสระ แล้วยังสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าอีกด้วย เนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นชนิดเรเดียล (Radial distribution system) นั่นคือ ระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้าเพียงแหล่งเดียว แต่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดไฟฟ้าหลายจุด ดังนั้นถ้าเกิดการลัดวงจรเกิดขึ้นในระบบ ไฟฟ้าที่ไม่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า หรือมีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่ติดตั้งในตำแหน่งที่ไม่เหมาะสม จะส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้อยู่ในบริเวณที่เกิดลัดวงจรได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับโดยไม่จำเป็น ซึ่งจะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าต่ำลง

จากที่ได้กล่าวมาจึงสรุปได้ว่า การติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในระบบไฟฟ้า อย่างเหมาะสมจะช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้า โดยสิ่งสำคัญที่ต้องนำมาร่วมพิจารณานอกจากเฉพาะความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้า โอกาสในการแยกตัวอิสระจากการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ายังเป็นสิ่งสำคัญอีกประการหนึ่ง เพราะหากเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า แล้วอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าเกิดเปิดวงจรทำให้เกิดการแยกตัวอิสระเกิดขึ้นและ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้จะก่อให้เกิดผลเสียต่างๆตามมา ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกพิจารณาการหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้า โดยจะคำนึงถึงดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้คือ ค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (Energy not supplied index: ENS) โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย และได้นำไปทดสอบกับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 และ ระบบไฟฟ้าดัดแปลงจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน)

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) พัฒนาการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (Non Detection Zone: NDZ) และการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf}) เพื่อนำไปประยุกต์ใช้กับวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระชนิดพาสซีฟ แบบใช้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่
- 2) พัฒนาแบบจำลองสำหรับการหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสม เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระ

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีโครงสร้างแบบเรเดียล
- 2) พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเป็นแบบ 3 เฟสสมดุล และทำงานในสภาวะอยู่ตัว (Steady-state)
- 3) พิจารณาเลือกใช้มาตรฐานคุณลักษณะของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ตามมาตรฐาน (International Electrotechnical Commission: IEC)
- 4) พิจารณาการลัดวงจรแบบถาวร
- 5) พิจารณาค่าอิมพีแดนซ์ของการลัดวงจรมีค่าเท่ากับศูนย์
- 6) พิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระแบบอาศัยรีเลย์แรงดันและความถี่
- 7) พิจารณาไหลดบริเวณแยกตัวอิสระแบบอิมพีแดนซ์คงที่ ในลักษณะการต่อขนาน
- 8) พิจารณาขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการกำลังไฟฟ้าคงที่
- 9) พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในโหมดการทำงานแบบจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนคงที่ (PQ mode)

1.4 ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาหลักการข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามมาตรฐานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
- 2) ศึกษาหลักการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในระบบจำหน่าย ไฟฟ้า แต่ละชนิดที่พิจารณา
- 3) ศึกษาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 4) ศึกษาและพัฒนาวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระชนิดพาสซีฟ แบบใช้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่

- 5) พัฒนาโปรแกรมเพื่อหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระ
- 6) ทดสอบการหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมกับระบบ ไฟฟ้า RBTS Bus 2 และ ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน
- 7) สรุปและวิเคราะห์ผลการทดลอง

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) วิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (Non Detection Zone: NDZ) และวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pt}) เพื่อนำไปประยุกต์ใช้กับวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระชนิดพาสซีฟ แบบใช้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ให้มีความถูกต้องแม่นยำมากยิ่งขึ้น
- 2) วิธีการสำหรับในการหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระ

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (Literature review)

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับการ หาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระ ดังนั้นจะสามารถแบ่งงานวิจัยที่เกี่ยวข้องออกได้เป็นงานวิจัย 2 ประเภทหลักๆ คือ งานวิจัยประเภทวิธีการตรวจจับและป้องกันการแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) ซึ่งมีหลากหลายวิธีในการป้องกันการแยกตัวอิสระ และงานวิจัยประเภทการ หาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อ การเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ ออกเป็น 2 หัวข้อย่อย คือ

- การตรวจจับและการป้องกันการแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding)
- การหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้

1.6.1 การตรวจจับและการป้องกันการแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding)

งานวิจัยประเภทวิธีการตรวจจับและป้องกันการแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) จะประกอบด้วย บทความเรื่อง “Power Equations and Non-Detection Zone of Passive

Islanding Detection and Protection Method for Grid Connected Photovoltaic Generation System” [4] จะเป็นการบรรยายเกี่ยวกับแบบจำลองในการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์พื้นฐานของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในการตรวจจับและป้องกันการแยกตัวอิสระนั้นก็คือ รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ รวมถึงการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (Non Detection Zone: NDZ) ซึ่งบริเวณนี้จะมีผลต่อความถูกต้องในการตรวจจับและป้องกันการแยกตัวอิสระ ด้วยรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ ถึงอย่างไรก็ตามในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการหาบริเวณ กำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) ที่มีความแม่นยำมากยิ่งขึ้น และวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{PI}) ร่วมด้วย

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องถัดมา คือ “Passive Islanding Detection Method for Grid Connected PV System” [5] จะเป็นการนำเสนอแบบจำลองในการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ ระบบไฟฟ้า และการหาบริเวณ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) อย่างไรก็ตาม ในการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้จากบทความนี้ สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้เฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงเท่านั้น ทำให้เกิดข้อจำกัดในการนำมาประยุกต์ใช้งาน

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องถัดมา คือ “Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Non Detection Zone Concept” [6] จะเป็นการนำเสนอการประเมินความสามารถในการป้องกันการแยกตัวอิสระแบบพาสซีฟ 3 วิธี คือ การป้องกันการแยกตัวอิสระโดยอาศัยรีเลย์แรงดัน , การป้องกันการแยกตัวอิสระโดยอาศัยรีเลย์ความถี่ และ การป้องกันการแยกตัวอิสระ แบบ Phase Jump (PJ) จากบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ทำให้ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ (NDZ)

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องถัดมา คือ “Performance of the OVP/UVP and OFP/UFP Method with Voltage and Frequency Dependent Loads” [7] จะเป็นการนำเสนอการประเมินความสามารถในการป้องกันการแยกตัวอิสระโดยอาศัยรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ในการจำลองโหลดประเภทต่างๆ ในบริเวณเกิดการแยกตัวอิสระ จากบริเวณ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ทำให้ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ (NDZ)

1.6.2 การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อ การเพิ่มความเชื่อถือได้

งานวิจัยอีกประเภทหนึ่งคือ งานวิจัยประเภทการ หาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อ การเพิ่มความเชื่อถือได้เป็นงานวิจัยที่มีการวิจัยกันแพร่หลายตั้งแต่ในอดีต

จนถึงปัจจุบัน อย่างเช่น บทความเรื่อง “Recloser Allocation for Improve Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks” [8] จะเป็นการนำเสนอการหาตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distribution Generation: DG) และรีโคลสเซอร์ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้โดยประเมินจาก ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟดับ (SAIFI) และค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟดับ (SAIDI)

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องถัดมา คือ “Optimal Switch Placement in Distribution Networks under Different Conditions Using Improved GA” [9] จะเป็นการนำเสนอการหาจำนวนอุปกรณ์แยกวงจร (Sectionalizing switch) และตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อความคุ้มค่าของการลงทุนโดยดูจากอัตราความเสียหายที่ลดลงเปรียบเทียบกับค่าติดตั้งอุปกรณ์แยกวงจร

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องถัดมา คือ “Optimal Switch Placement in Distribution Power System Using Linear Fragmented Particle Swarm Optimization Algorithm Preprocessed by GA” [10] จะเป็นการนำเสนอการหาจำนวนรีโคลสเซอร์และตำแหน่งที่เหมาะสมในการติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อลดค่าความเสียหายจากไฟดับเนื่องจากการลัดวงจร

นอกจากนี้ยังมีอีกหลายบทความที่ วิจัยเกี่ยวกับการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตามงานวิจัยประเภทการหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ยังไม่ได้้นำเรื่องการแยกตัวอิสระมาร่วมพิจารณา ซึ่งปัญหาการแยกตัวอิสระส่วนใหญ่จะมาจากการแยกวงจรของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เพื่อตัดบริเวณที่ลัดวงจรออกจาก ระบบไฟฟ้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอเกี่ยวกับการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าอย่างเหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาโอกาสในการแยกตัวอิสระ (Islanding) ร่วมด้วย จากความสำคัญที่ได้กล่าวมาในข้างต้น พร้อมทั้งนำเสนอวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) โดยสามารถใช้ข้อมูลพื้นฐานในการวิเคราะห์ และมีความแม่นยำกว่างานวิจัยในอดีต [4] นอกจากนี้วิธีการที่พัฒนามีความเหมาะสมกับการนำไปใช้งานเนื่องจากระบุ ตัวประกอบคุณภาพไฟฟ้า (Quality factor: Qf) อ้างอิงตามมาตรฐานสากล (IEEE และ IEC) นอกจากนี้ได้นำเสนอ วิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf}) ร่วมด้วย

บทที่ 2

ทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง

ในบทที่ 2 จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เพื่อนำไปประยุกต์ใช้ในการหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย

โดยทั่วไปขณะเกิดการลัดวงจรขึ้น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าจะเปิดวงจรส่วนที่เกิดการลัดวงจรเพื่อให้ระบบไฟฟ้าบางส่วนที่เชื่อมต่อไปกับแหล่งจ่ายอยู่ในสภาพปกติ ซึ่งการเปิดวงจรของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาจากค่ากระแสลัดวงจร และขณะที่อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า เปิดวงจรมัน มีโอกาสทำให้เกิดการแยกตัวอิสระขึ้นได้ (อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบไฟฟ้าเปิดวงจวก่อนที่ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว จะเปิดวงจร) และหาก อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบ ไฟฟ้ามาอ้างอิงการปรับตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

ดังนั้นในบทที่ 2 นี้จะกล่าวถึงทฤษฎีและหลักการพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง โดยจะสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 หัวข้อ คือ

- 1) การลัดวงจรในระบบไฟฟ้า
- 2) อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า
- 3) ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

2.1 การลัดวงจรในระบบไฟฟ้า (Short circuit in power system)

โดยทั่วไปจะสามารถแบ่งความผิดปกติ (Fault) ในระบบไฟฟ้าได้เป็น 2 ประเภทใหญ่ๆ นั่นก็คือความผิดปกติแบบเปิดวงจร และ ความผิดปกติแบบลัดวงจร ใน วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาการลัดวงจรใน ระบบไฟฟ้า ซึ่งก็คือ ภาวะที่ระบบไฟฟ้า เกิดความผิดปกติ เนื่องมาจากสายไฟเฟสหนึ่งเกิดลัดกับสายไฟอีกเฟสหนึ่งหรืออาจเกิดจากสายไฟหนึ่งเฟสหรือหลายเฟสลัดลงดิน โดยมากจะทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลที่ไหลในสายมีค่าสูงกว่าปกติซึ่งมีหลายสาเหตุดังต่อไปนี้ เช่น ความประมาทของผู้ปฏิบัติงาน ความชำรุดของ อุปกรณ์ และภัยธรรมชาติ เป็นต้น โดยจะ

สามารถจำแนกออกเป็น 4 ประเภทคือ การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault) การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line-to-ground fault) การลัดวงจรแบบเฟส-เฟส (Line-to-line fault) และ การลัดวงจรแบบเฟส-เฟส-ดิน (Double line-to-ground fault)

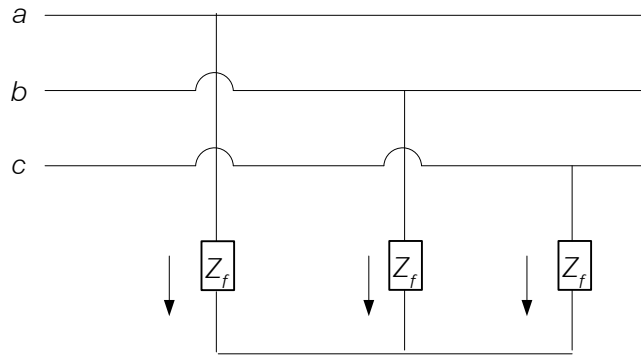
การคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจร โดยทั่วไปจะใช้วิธีการคำนวณแบบอิมพีแดนซ์เมทริกซ์ (Impedance matrix) เพื่อนำมาประยุกต์ใช้ในการคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์ วิธีการดังกล่าวนี้อาศัยหลักการของเทวินิน (Thevenin) ในการคำนวณ โดยที่ต้องมีการจัดรูปแบบให้อยู่ในรูปแบบโปรแกรม คอมพิวเตอร์สามารถคำนวณได้ นั่นคือรูปของเมทริกซ์ (Matrix) ซึ่งมีอยู่หลายรูปแบบ อย่างไรก็ตาม ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ประยุกต์ใช้เลือกใช้วิธี อิมพีแดนซ์เมทริกซ์ (ZBus) ในการคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจร ซึ่งจะนำค่ากระแส ลัดวงจร มาใช้ในการพิจารณาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่อไป

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกพิจารณาการลัดวงจร มาสองประเภท คือ การลัดวงจรแบบสามเฟสเนื่องจากการเป็นการลัดวงจรที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด และการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดินเนื่องจากการลัดวงจรที่โอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด รวมถึงวิธีคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรขณะเกิดการลัดวงจรที่สาย เนื่องจากตำแหน่งการเกิดการลัดวงจรของระบบไฟฟ้าส่วนมากจะเกิดที่สาย ซึ่งจะนำมาคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรได้มา พิจารณาการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า โดยภายในหัวข้อนี้จะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 3 หัวข้อย่อย คือ

- การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault)
- การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault)
- การคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรขณะเกิดการลัดวงจรที่สาย

2.1.1 การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault)

การลัดวงจรแบบสามเฟส คือ การที่สายทั้ง 3 เฟสของระบบ ไฟฟ้าเกิดการลัดวงจรขึ้นพร้อมกันดังแสดง ในภาพที่ 2.1 ดังนั้นอาจจะเรียกการลัดวงจรประเภทนี้ว่า การลัดวงจรแบบสมมาตร (Symmetrical fault) โดยโอกาสเกิดการลัดวงจรประเภทนี้มีเพียง ร้อยละ 2 แต่การลัดวงจรประเภทนี้จะทำให้เกิดค่ากระแสลัดวงจรที่รุนแรง ซึ่งสามารถคำนวณหาค่ากระแสลัดวงจรได้ตามสมการที่ (2.1) ถึง (2.4)



ภาพที่ 2.1 การลัดวงจรแบบสามเฟส (Three phase fault)

$$I_f = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff} + Z_f} \quad (2.1)$$

$$\Delta V_{if} = -Z_{if} \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff} + Z_f} \quad (2.2)$$

$$V_{if} = V_{pre,i} - Z_{if} \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff} + Z_f} \quad (2.3)$$

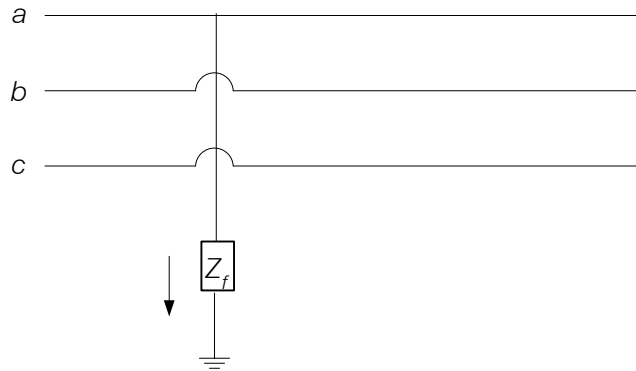
$$I_{ij} = \frac{V_{if} - V_{jf}}{Z_{ij}} \quad (2.4)$$

โดย

I_f	คือ	กระแสลัดวงจร ณ ลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
I_{ij}	คือ	กระแสลัดวงจรในสายระหว่างบัสที่ i กับบัสที่ j ณ ลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
$V_{pre,f}$	คือ	แรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
V_{if}	คือ	แรงดันที่บัส i ณ ลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
ΔV_{if}	คือ	แรงดันที่เปลี่ยนแปลงที่บัส i ณ ลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
Z_{ff}	คือ	อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ที่ตำแหน่งที่ (f,f) (p.u.)
Z_{if}	คือ	อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ที่ตำแหน่งที่ (i,f) (p.u.)
Z_f	คือ	อิมพีแดนซ์ของการลัดวงจร (p.u.)
Z_{ij}	คือ	อิมพีแดนซ์ของสาย $i-j$ (p.u.)

2.1.2 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault)

การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน คือ การที่สายใดสายหนึ่งของระบบไฟฟ้าเกิดการลัดวงจรลงดินดังแสดง ในภาพที่ 2.2 โดยโอกาสเกิดการลัดวงจรประเภทนี้มีสูงถึง ร้อยละ 87 แต่การลัดวงจรประเภทนี้ จะมีความรุนแรงน้อยกว่าการลัดวงจร แบบสามเฟส ซึ่งสามารถคำนวณหา ค่ากระแสลัดวงจรได้ตามสมการที่ (2.5) ถึง (2.15)



ภาพที่ 2.2 การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line to ground fault)

$$I_f^z = I_f^p = I_f^n = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3Z_f} \quad (2.5)$$

$$\Delta V_{if}^z = -Z_{if}^z \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3Z_f} \quad (2.6)$$

$$\Delta V_{if}^p = -Z_{if}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3Z_f} \quad (2.7)$$

$$\Delta V_{if}^n = -Z_{if}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3Z_f} \quad (2.8)$$

$$V_{if}^z = -Z_{if}^z \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3Z_f} \quad (2.9)$$

$$V_{if}^p = V_{pre,i} - Z_{if}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3Z_f} \quad (2.10)$$

$$V_{if}^n = -Z_{if}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3Z_f} \quad (2.11)$$

$$I_{ij}^z = \frac{V_{ij}^z - V_j^z}{Z_{ij}^z} \quad (2.12)$$

$$I_{ij}^p = \frac{V_{ij}^p - V_j^p}{Z_{ij}^p} \quad (2.13)$$

$$I_{ij}^n = \frac{V_{ij}^n - V_j^n}{Z_{ij}^n} \quad (2.14)$$

$$I_{ij}^{abc} = T I_{ij}^{zpn} \quad (2.15)$$

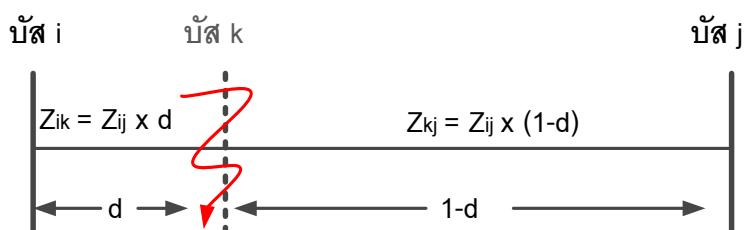
โดย

I_f^z, I_f^p, I_f^n	คือ	กระแสลัดวงจรลำดับศูนย์ บวก และลบ ณ ลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
$I_{ij}^z, I_{ij}^p, I_{ij}^n$	คือ	กระแสลัดวงจรที่ไหลในสายระหว่างบัสที่ i กับบัสที่ j ลำดับศูนย์ บวก และลบ ณ ลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
$V_{pre,f}$	คือ	แรงดันก่อนเกิดการลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
$V_{if}^z, V_{if}^p, V_{if}^n$	คือ	ค่าแรงดันที่บัส i ลำดับศูนย์ บวก และลบ ณ ลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
$V_{jf}^z, V_{jf}^p, V_{jf}^n$	คือ	ค่าแรงดันที่บัส j ลำดับศูนย์ บวก และลบ ณ ลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
$\Delta V_{ij}^z, \Delta V_{ij}^p, \Delta V_{ij}^n$	คือ	แรงดันที่เปลี่ยนแปลงที่บัส i ลำดับศูนย์ บวก และลบ ณ ลัดวงจรที่บัส f (p.u.)
$Z_{ff}^z, Z_{ff}^p, Z_{ff}^n$	คือ	อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวก และลบ ที่ตำแหน่งที่ (f,f) (p.u.)
$Z_{if}^z, Z_{if}^p, Z_{if}^n$	คือ	อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวก และลบ ที่ตำแหน่งที่ (i,f) (p.u.)
Z_f	คือ	อิมพีแดนซ์ของสาย $i-j$ (p.u.)
$Z_{ij}^z, Z_{ij}^p, Z_{ij}^n$	คือ	อิมพีแดนซ์ของสาย $i-j$ ลำดับศูนย์ บวก และลบ (p.u.)
T	คือ	$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} (a=1\angle 120^\circ)$

2.1.3 การคำนวณหากระแสลัดวงจรขณะเกิดการลัดวงจรที่สาย

จากภาพที่ 2.3 แสดงถึงการเกิดการลัดวงจรที่สายระหว่างบัสใดๆ ของระบบไฟฟ้า โดยสถิติตำแหน่งการเกิดการลัดวงจรของระบบไฟฟ้าส่วนมากจะเกิดที่สาย ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้พิจารณาการเกิดการลัดวงจรในสายร่วมกับการลัดวงจรที่บัส

ในการคำนวณหากระแสลัดวงจรในสาย จะต้องพิจารณาตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร ณ สายเสมือนว่าเป็นบัส และมีการเปลี่ยนแปลงอิมพีแดนซ์ของสายตามสมการที่ (2.16) ถึง (2.17) แสดงดังภาพที่ 2.3 ดังนั้นจึงสามารถนำวิธีการคำนวณหากระแสลัดวงจรขณะเกิดการลัดวงจรที่สายมาประยุกต์ร่วมกับหัวข้อที่ 2.1.1 และ 2.1.2 ในการคำนวณหากระแสลัดวงจรขณะเกิดการลัดวงจรที่สาย



ภาพที่ 2.3 การเกิดการลัดวงจรที่สายส่ง

$$Z_{ik} = Z_{ij} \times d \quad (2.16)$$

$$Z_{kj} = Z_{ij} \times (1-d) \quad (2.17)$$

โดย

- Z_{ik} คือ ค่าอิมพีแดนซ์สายระหว่างบัสที่ i กับบัสที่ k (p.u.)
- Z_{ij} คือ ค่าอิมพีแดนซ์สายระหว่างบัสที่ i กับบัสที่ j (p.u.)
- Z_{kj} คือ ค่าอิมพีแดนซ์สายระหว่างบัสที่ k กับบัสที่ j (p.u.)
- d คือ อัตราส่วนระหว่างระยะทางจากบัสที่ i กับบัสที่ k ต่อ ระยะทางจากบัสที่ i กับบัสที่ j

อีกวิธีหนึ่งที่สามารถใช้กับการคำนวณหากระแสลัดวงจรใน สาย [11] คือวิธีการเปลี่ยนค่าสมาชิกของ อิมพีแดนซ์เมตริกซ์ และนำประยุกต์ใช้ร่วมกับหัวข้อที่ 2.1.1 และ 2.1.2 โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (2.18) ถึงสมการที่ (2.23)

$$Z_{mk}^z = Z_{mi}^z + (Z_{mj}^z - Z_{mi}^z)d \quad (2.18)$$

$$Z_{mk}^p = Z_{mi}^p + (Z_{mj}^p - Z_{mi}^p)d \quad (2.19)$$

$$Z_{mk}^n = Z_{mi}^n + (Z_{mj}^n - Z_{mi}^n)d \quad (2.20)$$

$$Z_{kk}^z = (1-d)^2 Z_{kk}^z + d^2 Z_{jj}^z + 2d(1-d)Z_{ij}^z + d(1-d)z_{ij}^z \quad (2.21)$$

$$Z_{kk}^p = (1-d)^2 Z_{kk}^p + d^2 Z_{jj}^p + 2d(1-d)Z_{ij}^p + d(1-d)z_{ij}^p \quad (2.22)$$

$$Z_{kk}^n = (1-d)^2 Z_{kk}^n + d^2 Z_{jj}^n + 2d(1-d)Z_{ij}^n + d(1-d)z_{ij}^n \quad (2.23)$$

โดย

Z_{mk}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์เมตริกซ์บัสที่ m กับบัสที่ k (p.u.)
Z_{mi}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์เมตริกซ์บัสที่ m กับบัสที่ i (p.u.)
Z_{mj}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์เมตริกซ์บัสที่ m กับบัสที่ j (p.u.)
Z_{kk}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์เมตริกซ์บัสที่ k (p.u.)
Z_{ii}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์เมตริกซ์บัสที่ i (p.u.)
Z_{jj}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์เมตริกซ์บัสที่ j (p.u.)
z_{ij}	คือ	ค่าอิมพีแดนซ์สายระหว่างบัสที่ i กับบัสที่ j (p.u.)

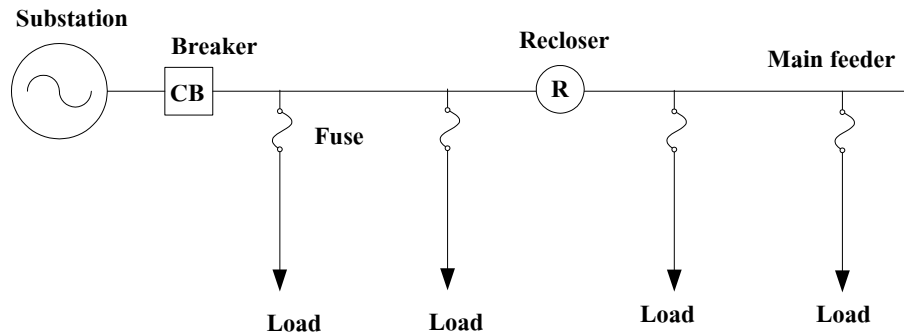
ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาการเกิดการลัดวงจรที่สายอยู่ตรงกึ่งกลางสายของระบบไฟฟ้าเพื่อความสะดวกและระยะเวลาในการคำนวณ

โดยทั่วไปเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นใน ระบบ จะส่งผลให้ค่ากระแสในสาย เพิ่มขึ้นกว่าค่ากระแสปกติหลายเท่า ซึ่งอาจจะทำให้อุปกรณ์ต่างๆในระบบเกิดความเสียหายหรือทำอันตรายต่อคนได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องต้องมี อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวต่อไปในหัวข้อที่ 2.2 เพื่อเปิดวงจรส่วนที่เกิดการลัดวงจร

2.2 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า (Protective devices)

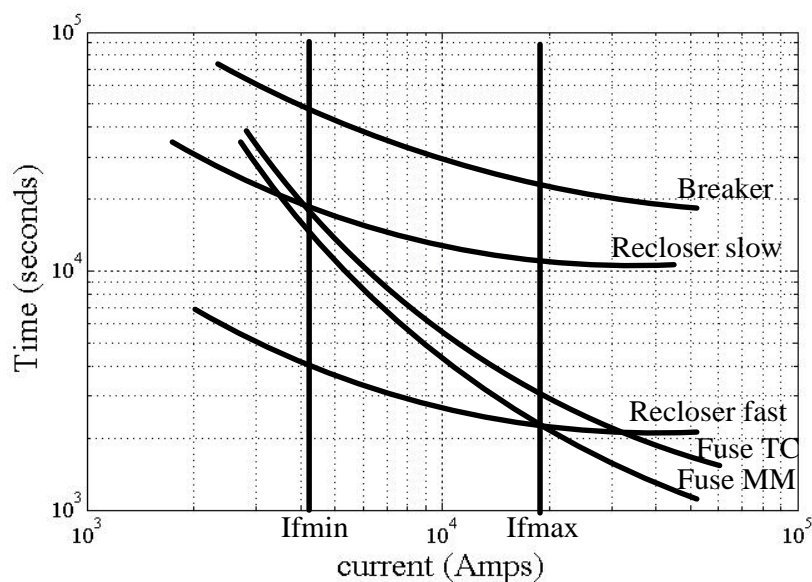
การเกิดลัดวงจรในระบบไฟฟ้าจะส่งผลเสียต่ออุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้า และอันตรายต่อคนได้ ดังนั้นในระบบไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องมี อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการป้องกันความเสียหายหรือช่วยให้เกิดความเสียหายน้อยที่สุดที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆในระบบไฟฟ้า และอันตรายต่อผู้ปฏิบัติงาน

อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในระบบ จำหน่ายไฟฟ้า ส่วนใหญ่ทำหน้าที่ในการ เปิดวงจรส่วนที่ลัดวงจร เพื่อให้ แหล่งจ่ายไฟฟ้า ยังสามารถจ่ายไฟไปยังโหลดส่วนที่เหลือได้ ซึ่ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าประเภทนี้ ได้แก่ รีโคลสเซอร์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ และ ฟิวส์ ซึ่งจะมีการจัดเรียงดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 ตำแหน่งการจัดเรียงอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่างๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ขณะเกิดการลัดวงจรเกิดขึ้น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าจะมีลำดับการทำงานดังแสดงดังภาพที่ 2.4 โดยเริ่มจากรีโคลสเซอร์ซึ่งทำงานเร็วต้องทำงานก่อนเพื่อกำจัดการลัดวงจรชั่วคราว อย่างไรก็ตามเมื่อรีโคลสเซอร์สับเชื่อมต่อวงจรเข้ามาอีกครั้ง และพบว่าการลัดวงจรยังอยู่ในระบบซึ่งแสดงว่าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นการลัดวงจรแบบถาวร ฟิวส์จะทำหน้าที่ เปิดวงจรขึ้นโดยจะมีรีโคลสเซอร์ซึ่งทำงานช้า และเซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า สำรองตามลำดับ แสดงดังภาพที่ 2.5



ภาพที่ 2.5 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่างๆ ในระบบไฟฟ้า [12]

โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 2 หัวข้อย่อย คือ

- อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าส่วนที่ทำหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติ
- อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าส่วนที่ทำหน้าที่เปิดวงจร

2.2.1 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าส่วนที่ทำหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติ

อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ส่วนที่ทำหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติ หรือรีเลย์จะมีหน้าที่ในการตรวจจับความผิดปกติของระบบไฟฟ้า เช่น กระแส แรงดัน ความถี่ เป็นต้น เพื่อส่งสัญญาณไปยังอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าส่วนที่ทำหน้าที่เปิดวงจร โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 3 หัวข้อย่อย คือ

- รีเลย์กระแสเกิน
- รีเลย์แรงดัน
- รีเลย์ความถี่

2.2.1.1 รีเลย์กระแสเกิน

รีเลย์กระแสเกิน คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่การตรวจจับความผิดปกติของกระแสที่ไหลผ่าน เพื่อส่งสัญญาณไปยัง อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้า ส่วนที่ทำหน้าที่เปิดวงจร จากมาตรฐาน IEC ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 3 ชนิด คือ

- Standard Inverse (SI)
- Very Inverse (VI)
- Extremely Inverse (EI)

โดยรีเลย์กระแสเกินแต่ละชนิดจะใช้เวลาในการตัดสินใจแตกต่างกันโดยจะขึ้นอยู่กับ เส้นโค้งคุณลักษณะกระแสแปรผกผัน กับเวลา (Inverse time-current characteristic) ดังสมการที่ (2.24) ตามมาตรฐาน IEC [13] ดังแสดงภาพที่ 2.6

$$t(I) = TD \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pickup}}\right)^B - 1} \right] \quad (2.24)$$

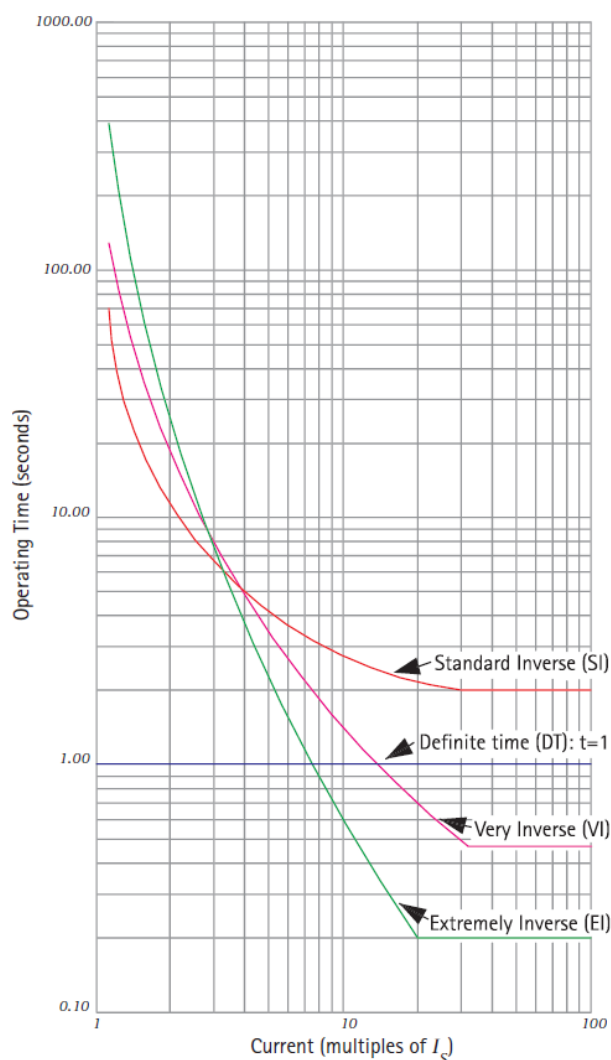
โดย

TD	คือ	ตัวประกอบค่าเวลา
$t(I)$	คือ	เวลาในการทำงานของรีเลย์กระแสเกิน (วินาที)
I	คือ	กระแสลัดวงจรที่ผ่านรีเลย์กระแสเกิน (A)
I_{pickup}	คือ	ค่ากระแสเริ่มต้นทำงานของ รีเลย์กระแสเกิน (A) โดยทั่วไปมีค่าประมาณ 1.2 เท่าของค่ากระแสพิกัด

สำหรับพารามิเตอร์ A และ B สามารถหาได้จากความชันของกราฟคุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินแต่ละชนิด โดยค่าพารามิเตอร์ตามมาตรฐาน IEC ของสามคุณลักษณะแสดงได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ค่าพารามิเตอร์คุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินตามมาตรฐาน IEC

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



ภาพที่ 2.6 คุณลักษณะของรีเลย์กระแสเกินแต่ละชนิดตามมาตรฐาน IEC [13]

2.2.1.2 รีเลย์แรงดัน

รีเลย์แรงดัน คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่การตรวจจับความผิดปกติของของแรงดัน เช่น แรงดันเกิน (Over voltage) แรงดันตก (Under voltage) แรงดันไม่สมดุล เป็นต้น ซึ่งหากตรวจจับเจอความผิดปกติของแรงดันอาจจะมีการส่งสัญญาณไป เปิด วงจรทันที หรือมีการหน่วงเวลาเพื่อป้องกันการ ทำงานผิดพลาดเมื่อเกิดแรงดันทรานเซียนต์ชั่วครู่ในระบบ โดยปกติจะมีการนำไปใช้งานดังนี้

- ป้องกันการเกิดแรงดันเกิน และแรงดันตกของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ควบคุมการทำงานของคาปาซิเตอร์

➤ ป้องกันการเกิดแรงดันเกิน และแรงดันตกของมอเตอร์

2.2.1.3 รีเลย์ความถี่

รีเลย์ความถี่ คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่การตรวจจับความผิดปกติของความถี่เช่น ความถี่สูงเกินไป (Over frequency) ความถี่ต่ำเกินไป (Under frequency) เป็นต้น โดยเวลาที่ใช้ในการเปิดวงจรหากเกิดความผิดปกติของความถี่จะขึ้นอยู่กับความแตกต่างของความถี่จริงกับความถี่ที่ตั้งไว้ที่รีเลย์

2.2.2 อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าส่วนที่ทำหน้าที่เปิดวงจร

อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าส่วนที่ทำหน้าที่เปิดวงจร คือ อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการเปิดวงจร โดยจะมีทั้งแบบรับสัญญาณควบคุมจากรีเลย์ในการเปิดวงจรขณะเกิดการลัดวงจร ได้แก่ รีโคลอสเซอร์ เซอร์กิตเบรกเกอร์ และแบบเปิดวงจรเองโดยอัตโนมัติขณะเกิดการลัดวงจร ได้แก่ ฟิวส์ โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 3 หัวข้อย่อย คือ

- รีโคลอสเซอร์ (Recloser)
- เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)
- ฟิวส์ (Fuse)

2.2.2.1 รีโคลอสเซอร์ (Recloser)

รีโคลอสเซอร์ เป็น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่ใช้ในการแบ่งการลัดวงจรชั่วคราวออกจากการลัดวงจรถาวร เนื่องจากการทำงานของรีโคลอสเซอร์จะมีด้วยกัน 2 จังหวะ ประกอบด้วย จังหวะแรกเป็นการทำงานแบบเร็ว (Fast mode) และจังหวะที่สองเป็นการทำงานแบบช้า (Slow mode) เมื่อมีการลัดวงจรเกิดขึ้นในระบบ รีโคลอสเซอร์จะทำงานเพื่อทำการเปิดวงจรโดยใช้ช่วงการทำงานแบบเร็ว เพื่อตรวจสอบว่าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นว่าเป็นแบบชั่วคราวหรือถาวร ถ้าการลัดวงจรที่เกิดขึ้นเป็นแบบชั่วคราวระบบจะกลับคืนสู่ภาวะปกติ (Reclosure) โดยไม่มีการเปิดวงจร อย่างไรก็ตามถ้าการลัดวงจรนั้นยังคงอยู่ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเป็นการลัดวงจรแบบถาวร รีโคลอสเซอร์จะทำการเปิดวงจรโดยใช้ช่วงการทำงานแบบช้า โดยจะมีรีเลย์กระแสเกิน จะทำหน้าที่การตรวจจับความผิดปกติของกระแสที่ไหลผ่านรีโคลอสเซอร์ และส่งสัญญาณไปควบคุมในการเปิดวงจรของรีโคลอสเซอร์

2.2.2.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)

เซอร์กิตเบรกเกอร์ คืออุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ทำหน้าที่ปิดวงจรขณะที่ระบบไฟฟ้ากำลังอยู่ในภาวะปกติ และเปิดวงจรขณะที่ระบบไฟฟ้าอยู่ในภาวะผิดปกติ โดยทำการเปิดวงจรส่วนที่เกิดความผิดปกติให้เร็วที่สุด โดยการปิดหรือเปิดวงจรสามารถทำได้ด้วยการควบคุมโดยผู้ปฏิบัติงาน หรือ รีเลย์ชนิดต่างๆ เช่น รีเลย์กระแสเกิน รีเลย์แรงดัน รีเลย์ความถี่ เป็นต้น ทำหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติ และส่งสัญญาณไปควบคุมในการเปิดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์

2.2.2.3 ฟิวส์ (Fuse)

ฟิวส์ เป็นอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากระแสเกินชนิดหนึ่ง โดยใช้ความร้อนจากกระแสที่ไหลผ่านตัวฟิวส์ที่เกินค่า ที่กำหนดไว้เป็นตัวทำ การเปิดวงจร โดยมีค่าคุณลักษณะด้วยกัน 2 ค่า คือ ค่าหลอมละลายขั้นต่ำ (Minimum Melting: MM) และค่าที่ใช้ในการหลอมละลายทั้งหมด (Total Clearing: TC) ชนิดของฟิวส์ที่นิยมใช้ในระบบจำหน่ายจะมีด้วยกัน 2 ชนิด คือ K (Fast type) และ T (Slow type) โดยขนาดของฟิวส์ที่นิยมเลือกใช้ คือ 6 A, 10 A, 15 A, 25 A, 40 A, 65 A, 100 A, 140 A และ 200 A และที่ไม่นิยมใช้ คือ 8 A, 12 A, 20 A, 30 A, 50 A และ 80 A

2.3 ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงข้อกำหนดการเชื่อมต่อ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวเข้าสู่ ระบบไฟฟ้า โดยมุ่งเน้นเพื่อรักษาความปลอดภัยและคุณภาพของระบบไฟฟ้า

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับ ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มาตรฐาน IEEE และมาตรฐานสากลอื่นๆ มีหลายข้อกำหนดด้วยกัน เช่น การเชื่อมต่อหม้อแปลง การต่อกราวด์ แรงดันไฟฟ้า การลัดวงจร คุณภาพไฟฟ้า ระบบป้องกัน การชิงโครโนส เป็นต้น โดยหัวข้อนี้จะนำเสนอข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้ คือข้อกำหนดเกี่ยวกับการควบคุมระดับ แรงดันและความถี่ โดย ผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ จะต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดันและความถี่ ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว เพื่อให้สอดคล้องกับข้อกำหนด ระดับช่วงแรงดันกับความถี่ที่ค่าสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้า ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำข้อกำหนด ระดับช่วงแรงดันกับความถี่ ไปใช้ในการอ้างอิงการปรับตั้งค่า อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่) ซึ่งการปรับตั้ง

ค่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้านี้เองจะมีความสำคัญในการป้องกันการแยกตัวอิสระ โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 4 หัวข้อย่อย คือ

- ข้อกำหนดจากการไฟฟ้านครหลวงปี 2551 กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ
- ข้อกำหนดจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคปี 2551 กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ
- ข้อกำหนดจากมาตรฐาน IEEE Std 929-2000 กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ
- ข้อกำหนดจากมาตรฐาน อื่นๆ กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ

2.3.1 ข้อกำหนดจากการไฟฟ้านครหลวงปี 2551 กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ [14]

การไฟฟ้านครหลวงได้มีข้อกำหนดระดับแรงดันและความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อกับระบบ โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 2 หัวข้อย่อย คือ

- ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด
- ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุด

2.3.1.1 ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดัน เพื่อให้สอดคล้องกับ ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวงดังแสดงในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 ระดับแรงดันไฟฟ้าอ้างอิงตามข้อกำหนดจากการไฟฟ้านครหลวง

ระบบแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	118.0	113.0	123.0	113.0
69 กิโลโวลต์	71.0	67.0	72.5	67.0
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410	371	416	362
230 โวลต์	237	214	240	209

2.3.1.2 ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุด

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะเป็นผู้ควบคุมความถี่ของ ระบบไฟฟ้า ให้อยู่ในช่วง 49.5-50.5 รอบต่อวินาที โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงความถี่ดังกล่าวตลอดเวลา เพื่อให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความถี่ใกล้เคียงกับความถี่ของไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า

2.3.2 ข้อกำหนดจากการ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี 2551 กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ [2]

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีข้อกำหนดระดับแรงดันและความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อกับ ระบบไฟฟ้า โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 2 หัวข้อย่อย คือ

- ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด
- ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุด

2.3.2.1 ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดัน เพื่อให้สอดคล้องกับ ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิกาดังแสดงในตารางที่ ตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ระดับแรงดันไฟฟ้าอ้างอิงตามข้อกำหนดจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระบบแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
69 กิโลโวลต์	72.4	65.5	75.9	62.1
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
400 โวลต์	418	342	418	342
220 โวลต์	240	200	240	200

2.3.2.2 ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุด

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะเป็นผู้ควบคุมความถี่ของ ระบบไฟฟ้า ให้อยู่ในช่วง 49.5-50.5 รอบต่อวินาที โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงความถี่ดังกล่าวตลอดเวลา เพื่อให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีความถี่ใกล้เคียงกับความถี่ของไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า

2.3.3 ข้อกำหนดจากมาตรฐาน IEEE Std 929-2000 กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ [15]

จากมาตรฐาน IEEE Std 929-2000 ซึ่งเป็นมาตรฐานการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ ระบบไฟฟ้า ได้มีข้อกำหนดระดับแรงดันและความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อกับระบบ โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 2 หัวข้อย่อย คือ

- ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด
- ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุด

2.3.3.1 ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุด

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดัน เพื่อให้สอดคล้องกับ ข้อกำหนดระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดตามมาตรฐาน IEEE Std 929-2000 โดยได้แบ่งตามกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนี้

- ระบบผลิต ไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตต่ำกว่า 10 กิโลวัตต์ สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าจะเชื่อมต่อที่แรงดัน 120 โวลต์ จะต้องออกแบบควบคุมระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง 106 -132 โวลต์
- ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตสูงกว่า 10 กิโลวัตต์ สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าจะเชื่อมต่อ จะต้องออกแบบควบคุมระดับแรงดันให้อยู่ในร้อยละ 88 -110 ของระดับแรงดันปกติที่เชื่อมต่อ

2.3.3.2 ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุด

ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับ ความถี่ เพื่อให้สอดคล้องกับ ข้อกำหนดระดับความถี่สูงสุดและต่ำสุดตามมาตรฐาน IEEE Std 929-2000 นั่นก็คือที่ระดับแรงดัน 59.3 – 60.5 รอบต่อวินาที

2.3.4 ข้อกำหนดจากมาตรฐาน อื่น ๆ กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าสู่ระบบ

นอกจากข้อกำหนดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง และมาตรฐาน IEEE ที่ได้กล่าวมานั้น ใน วิทยานิพนธ์ ฉบับนี้ได้นำเสนอ มาตรฐานระดับแรงดันและความถี่ในการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าอื่นๆ โดยจะแสดงในหน่วยเปอร์เซ็นต์ ดังนี้

- มาตรฐานการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ VDE0126-1-1 (ประเทศเยอรมัน)
- มาตรฐานการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ DK5950 (ประเทศอิตาลี)

ตารางที่ 2.4 ค่าช่วงแรงดันไฟฟ้าปกติและความถี่ไฟฟ้าปกติอ้างอิงตามมาตรฐานต่างๆ

มาตรฐาน	ช่วงแรงดันปกติ	ช่วงความถี่ปกติ
VDE0126-1-1	0.8-1.15 p.u.	0.94-1.02 p.u.
DK5950	0.8-1.20 p.u.	0.994-1.006 p.u.

จากข้อกำหนดที่ได้กล่าวมาข้างต้น จะนำมาประยุกต์ใช้ในการปรับตั้งการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้แก่ รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ เนื่องจากขอบเขตการทำงานของรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่จะมีผลต่อการป้องกันการแยกตัวอิสระ

บทที่ 3

ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในประเทศไทยการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะ ได้รับการประเมินมาตรฐานคุณภาพบริการ เป็นประจำทุกปี เพื่อเป็นการตรวจสอบคุณภาพของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ซึ่งจะมีการแยกประเมินออกเป็น 2 มาตรฐาน คือ มาตรฐานทางด้านเทคนิคและมาตรฐานคุณภาพบริการ โดยมาตรฐานทางด้านเทคนิค จะมีดัชนีที่ใช้ในการประเมินต่างออกไประหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิต และ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะมีดัชนีที่ใช้ ประเมินด้วยกัน 7 ดัชนี [16], [17] และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะมีด้วยกัน 2 ดัชนี คือ ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟดับ (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI) และ ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟดับ (System Average Interruption Duration Index: SAIDI) ซึ่งดัชนีดังกล่าวนี้จะเป็นดัชนีที่ใช้การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจึงมีความสำคัญเพราะเป็นตัวบ่งบอกคุณภาพบริการของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย นอกจากนั้นยังมีดัชนีอื่นๆ ที่นิยมใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เช่น ดัชนีแสดงถึงค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (Energy Not Supplied Index: ENS) ดัชนีแสดงจำนวนเวลาที่มิใช่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยต่อครั้ง (Customer Average Interruption Duration Index: CAIDI) เป็นต้น

ในการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย บางครั้งอาจเกิดความผิดปกติหรือเกิดขึ้น (Fault) ซึ่งอาจเกิดได้จากหลายสาเหตุ เช่น การลัดวงจร ในสาย ความผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า เป็นต้น ทำให้ในระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ไฟฟ้า เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคสเซอร์ เป็นต้น เพื่อทำหน้าที่ในการแยกวงจรส่วนที่ผิดปกติออกจากระบบ และตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้าในระบบถือเป็นสิ่งสำคัญ เนื่องจาก หากมีการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในระบบที่เหมาะสมจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่าง งามสม่ำเสมอและต่อเนื่อง โดยเกิดเหตุไฟฟ้าขัดข้องน้อยที่สุด

ดังนั้นในบทที่ 3 นี้จะกล่าวถึงความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยจะสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 หัวข้อ คือ

- 1) ดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้า

- 2) ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 3) ผลของการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่อดัชนีประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้า

ดัชนีความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ไฟฟ้า คือ ดัชนีที่ใช้ในการบ่งบอกคุณภาพของ อุปกรณ์ไฟฟ้าเช่น บัส สาย หม้อแปลงจำหน่าย เป็นต้น โดยขึ้นอยู่กับอัตราความขัดข้องของอุปกรณ์ (λ) และระยะเวลาที่ทำให้อุปกรณ์ที่เกิดขัดข้องกลับคืนสภาวะการทำงานได้ตามปกติ (r)

3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า คือ ดัชนีที่ใช้ในการบ่งบอกคุณภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการจ่ายไฟให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย 3 ดัชนี ดังนี้

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) หมายถึง ดัชนีบอกจำนวนครั้งในการเกิด เหตุการณ์ไฟดับของระบบโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็นครั้งต่อปีต่อราย โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.1)

$$\begin{aligned}
 \text{SAIFI} &= \frac{\text{ผลรวมของจำนวนครั้งที่ไฟดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \\
 &= \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (3.1)
 \end{aligned}$$

โดย

N_i	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่จุดโหลด i (ราย)
λ_i	คือ	อัตราการเสียหายที่จุดโหลด i (ครั้งต่อปี)

- SAIDI (System Average Interruption Duration Index) หมายถึง ดัชนีบอกระยะเวลาที่ไฟดับเฉลี่ยของทั้งระบบ มีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อปีต่อราย โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.2)

$$\begin{aligned} \text{SAIDI} &= \frac{\text{ผลรวมของระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเกิดไฟดับตลอดปี}}{\text{จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด}} \\ &= \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \end{aligned} \quad (3.2)$$

โดย

N_i	คือ	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่จุดโหลด i (ราย)
U_i	คือ	ระยะเวลาเสียหายที่จุดโหลด i (ชั่วโมงต่อปี)

- ENS (Energy Not Supplied Index) หมายถึง ดัชนีแสดงถึงค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ คำนวณได้ดังสมการที่ (3.3)

$$\text{ENS} = \sum C_i U_i \quad (3.3)$$

โดย

C_i	คือ	ปริมาณโหลดที่จุดโหลด i (กิโลวัตต์)
U_i	คือ	ระยะเวลาเสียหายที่จุดโหลด i (ชั่วโมงต่อปี)

3.3 ผลของการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ต่อดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

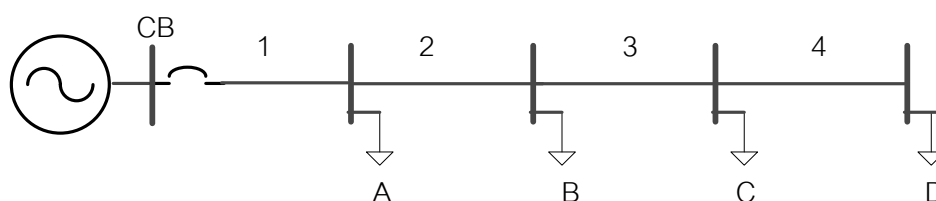
ในหัวข้อที่ 3.3 จะทำการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยเลือกใช้รีโคลสเซอร์เป็นอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในสายของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ด้วยเหตุผลว่า ในปัจจุบันรีโคลสเซอร์ส่วนใหญ่จะมีเลย์ตรวจจับความผิดปกติชนิดต่างๆ อยู่ภายในรีโคลสเซอร์ ทำให้การลงทุนในป้องกันความผิดปกติไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับการใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ เนื่องจากการใช้

เซอร์กิตเบรกเกอร์ ต้องอาศัยการติดตั้งรีเลย์และการเดินระบบไฟฟ้า เชื่อมต่อระหว่างเซอร์กิตเบรกเกอร์และรีเลย์ ซึ่งจะลงทุนสูงกว่า [18] และในหัวข้อนี้จะเปรียบเทียบค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยแบ่งการนำเสนอออกได้เป็น 2 หัวข้อย่อย คือ

- ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีรีเลย์ในสาย
- ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีรีเลย์ในสาย

3.3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีรีเลย์ในสาย

การหาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่มีรีเลย์ในสาย จะทำการทดสอบกับระบบตัวอย่างซึ่งเป็นระบบชนิดเรเดียล โดยมีแหล่งจ่ายไฟฟ้าแหล่งเดียวติดตั้ง ณ บัสที่ 1 ขนาด 20 MW ซึ่งระบบมีทั้งหมด 4 จุดโหลด และจำนวนผู้ใช้ไฟ 3,000 ราย แสดงดัง ภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 ระบบจำลองในการหาดัชนีความเชื่อถือได้ที่ไม่มีรีเลย์ในสาย

ระบบมีอัตราขาดข้องของอุปกรณ์รวมในระบบไฟฟ้าในแต่ละ บริเวณ และระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง ได้แสดง ดังตารางที่ 3.1 นอกจากนี้ข้อมูลจำนวนผู้ใช้ไฟแต่ละ จุดโหลด และขนาดกำลังไฟฟ้าได้แสดงดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.1 ดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดในระบบตัวอย่าง

บริเวณ	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)
สายไฟฟ้า 1	0.2	4
สายไฟฟ้า 2	0.2	4
สายไฟฟ้า 3	0.2	4
สายไฟฟ้า 4	0.2	4

ตารางที่ 3.2 จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลด และขนาดกำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ย

จุดโหลด	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า(ราย)	ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ย (kW)
A	1,000	5,000
B	800	5,000
C	700	5,000
D	500	5,000

จากข้อมูลดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละ จุดโหลด และขนาดกำลังไฟฟ้า แสดงดัง ตารางที่ 3.1 และตารางที่ 3.2 ตามลำดับ จะสามารถคำนวณค่า ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแต่ละจุดโหลด แสดงดังตารางที่ 3.3 และคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตามความสัมพันธ์ในหัวข้อที่ 3.2 แสดงดังตารางที่ 3.4 โดย λ คือ อัตราขาดข้องของอุปกรณ์ มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี, r คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ มีหน่วยเป็น ชั่วโมง และ U คือ ระยะเวลาเสียหายจุดโหลดในระยะเวลาหนึ่งปี มีหน่วยเป็น ชั่วโมง

ตารางที่ 3.3 ดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดต่างๆ ในระยะเวลาหนึ่งปีที่ไม่ติดตั้งรีโคสเซอร์

บริเวณเกิดการขัดข้อง	จุดโหลด A			จุดโหลด B			จุดโหลด C			จุดโหลด D		
	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 3.3 แสดงให้เห็นว่าสำหรับระบบไฟฟ้าที่ไม่มีรีโคสเซอร์ในสาย ไม่ว่าจะเกิดการขัดข้องที่บริเวณใดในระบบ ก็จะมีผลทำให้แหล่งจ่ายไม่สามารถจ่ายไฟให้กับจุดโหลดทั้งระบบได้

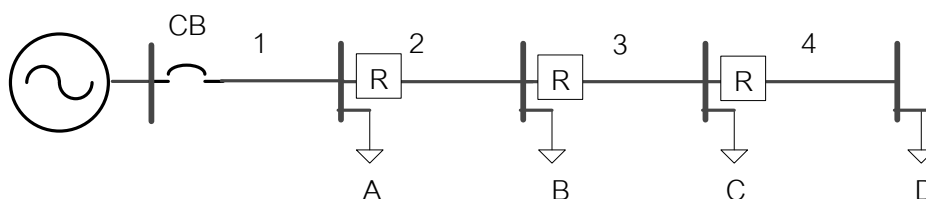
ตารางที่ 3.4 ค่าดัชนี SAIFI SAIDI และ ENS ของระบบที่ไม่ติดตั้งรีโคลสเซอร์

ประเภทดัชนี	ค่าดัชนี
SAIFI (ครั้ง/ปี)	0.8
SAIDI (ชม./ปี)	3.2
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	64,000

จากตารางที่ 3.4 จะสามารถสรุปได้ว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้จะมีค่าดัชนีของการเกิดเหตุการณ์ไฟดับของระบบโดยเฉลี่ยคือ 0.8 ครั้งต่อปีต่อราย และมีระยะเวลาที่ไฟดับเฉลี่ยคือ 3.2 ชั่วโมงต่อปีต่อราย นอกจากนี้ยังมีพลังงานไฟฟ้า ที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการทั้งระบบคือ 64,000 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี

3.3.2 การหาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีรีโคลสเซอร์ในสาย

การหาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ที่มีรีโคลสเซอร์ ในสาย จะทำการทดสอบกับระบบตัวอย่างเดิม แต่จะมีรีโคลสเซอร์ติดตั้งเพิ่มเข้ามา 3 ตัว แสดงดัง ภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3.2 ระบบจำลองในการหาดัชนีความเชื่อถือได้ที่ติดตั้งรีโคลสเซอร์ในสาย

จากข้อมูลดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลด จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลด และขนาดกำลังไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 3.1 และตารางที่ 3.2 ตามลำดับ จะสามารถคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแต่ละจุดโหลดดัง

ตารางที่ 3.5 และคำนวณหา ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ตามความสัมพันธ์ในหัวข้อที่ 3.2 แสดงดังตารางที่ 3.6 โดย λ คือ อัตราขาดข้องของอุปกรณ์ มีหน่วย

เป็น ครั้ง/ปี, r คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ มีหน่วยเป็น ชั่วโมง และ U คือ ระยะเวลาเสียหายจุดโหลดในระยะเวลาหนึ่งปี มีหน่วยเป็น ชั่วโมง

ตารางที่ 3.5 ดัชนีความเชื่อถือได้ของจุดโหลดต่างๆ ในระยะเวลาหนึ่งปีที่มีการติดตั้งรีโคสเซอร์

บริเวณที่เกิดการขัดข้อง	จุดโหลด A			จุดโหลด B			จุดโหลด C			จุดโหลด D		
	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	0	0.0	0.2	4	0.8	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
สายไฟฟ้า 3	0	0	0.0	0	0	0.0	0.2	4.0	0.8	0.2	4.0	0.8
สายไฟฟ้า 4	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0	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

จาก

ตารางที่ 3.5 แสดงให้เห็นว่าสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีรีโคสเซอร์ในสาย การขัดข้องที่บริเวณใดๆ ในระบบ อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้าจะ เปิด วงจรส่วนที่เกิดการ ขัดข้อง ออกจากระบบ ทำให้แหล่งจ่ายยังสามารถจ่ายไฟให้กับจุดโหลดได้บางส่วนตามปกติ

ตารางที่ 3.6 ค่าดัชนี SAIFI SAIDI และ ENS ของระบบที่มีการติดตั้งรีโคสเซอร์

ประเภทดัชนี	ค่าดัชนี
SAIFI (ครั้ง/ปี)	0.45
SAIDI (ชม./ปี)	1.78
ENS (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	40,000

จากตารางที่ 3.6 จะสามารถสรุปได้ว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้านี้จะมีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟดับของระบบโดยเฉลี่ยคือ 0.45 ครั้งต่อปีต่อราย และมีระยะเวลาที่ไฟดับเฉลี่ยคือ 1.78 ชั่วโมงต่อปีต่อราย นอกจากนี้ยังมีพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการทั้งระบบคือ 40,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี

เมื่อทำการเปรียบเทียบความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าระหว่างระบบไฟฟ้าที่ไม่มีรีโคลสเซอร์ในสายกับระบบไฟฟ้าที่มีรีโคลสเซอร์ในสาย ด้วยค่าดัชนี SAIFI SAIDI และ ENS จากตารางที่ 3.4 กับ ตารางที่ 3.6 สามารถสรุปได้ว่า การติดตั้งรีโคลสเซอร์ในสายให้กับระบบจะช่วยลดจำนวนครั้งในการเกิดไฟดับ และลดระยะเวลาในการเกิดไฟดับ รวมถึงพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ นั่นก็คือทำให้คุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าดีขึ้น

บทที่ 4

การป้องกันการแยกตัวอิสระ

ในปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งส่วนใหญ่จะใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าหลัก โดยก๊าซธรรมชาติถือได้ว่าเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้แล้วหมดไปและยังต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ประกอบกับต้องใช้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ เป็นเหตุให้ต้องใช้เงินลงทุนสูงมาก ทำให้พลังงานทดแทนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น จึงมีการนำเอาพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำ พลังงานลม เป็นต้น มาผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจาก ประเทศไทยยังมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สูง อีกทั้งพลังงานแสงอาทิตย์เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานสะอาดที่นำมาใช้ได้อย่างไม่มีหมดสิ้น และมีความเหมาะสมสำหรับผลิตไฟฟ้าในประเทศ ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่สำคัญในการตอบสนองความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

การเพิ่มจำนวนและปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ส่งผลให้มีความน่าจะเป็นของการเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding) เพิ่มขึ้น ซึ่งการแยกตัวอิสระนี้ก่อให้เกิดปัญหาด้านความปลอดภัยและคุณภาพไฟฟ้าในระบบได้ ดังนั้นวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระจึงเป็นสิ่งที่สำคัญ ดังนั้น ใน บทนี้จะได้นำเสนอวิธีการป้องกันระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับ โหลดในขณะที่ระบบไฟฟ้าในส่วนนั้นไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักของการไฟฟ้าแล้ว

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ยกตัวอย่างขั้นตอนการหาบริเวณกำลังไฟฟ้างกล่าวร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และอาศัยวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระโดยอาศัยรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ เพราะเป็นหนึ่งในวิธีการที่พื้นฐานและใช้กันอย่างแพร่หลาย เนื่องจากตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2551 [2] กำหนดว่าการเชื่อมต่ออินเวอร์เตอร์เข้าสู่ระบบจำเป็นต้องมีการป้องกันแรงดันเกินและแรงดันต่ำ รวมไปถึงการป้องกันความถี่เกินและความถี่ต่ำ นั่นก็คือต้องมีรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่เป็นอุปกรณ์พื้นฐานขั้นต่ำในอินเวอร์เตอร์ ประกอบกับการป้องกันการแยกตัวอิสระโดยอาศัยรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่เป็นวิธีป้องกันการแยกตัวอิสระที่ลงทุนไม่สูงมากนัก อย่างไรก็ตามวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระวิธีนี้จะไม่สามารถทำงานได้อย่างถูกต้อง ถ้าหาก กำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกับโหลดทางไฟฟ้าในบริเวณที่ถูกแยกออกมา ใน

สถานการณ์นี้จะมีโอกาสทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ หรือกล่าว อีกอย่าง ว่าจุดทำงานกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนตกอยู่ในช่วงบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ทำให้ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ (Non Detection Zone: NDZ)

ดังนั้นในบทที่ 4 จะกล่าวถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระ โดยจะสามารถแบ่งออกได้เป็น 5 หัวข้อ คือ

- 1) การแยกตัวอิสระ (Islanding)
- 2) วิธีการตรวจจับการแยกตัวอิสระ
- 3) ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Generation System)
- 4) บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้
- 5) บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้

4.1 การแยกตัวอิสระ (Islanding)

การแยกตัวอิสระ คือ การที่อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบไฟฟ้าทำการ เปิดวงจรก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distribution Generator) ขณะเกิดการลัดวงจรขึ้น แล้วในบางครั้งจะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว และโหลดไฟฟ้าแยกตัวออกมาจาก ระบบไฟฟ้า โดยระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวยังคงจ่ายกำลังไฟฟ้าไปสู่โหลดไฟฟ้าโดยปราศจากการควบคุมจากการไฟฟ้าส่วนกลาง ซึ่งสามารถส่งผลเสียต่ออุปกรณ์ไฟฟ้ารวมถึงความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานทางไฟฟ้าได้ดังสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

- แรงดันและความถี่ ของระบบส่วนที่เชื่อมต่อกับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว ในบริเวณแยกตัวอิสระนั้นจะเกิดการเปลี่ยนแปลง โดยการไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมได้ซึ่งจะส่งผลเสียต่อผู้ใช้ไฟ
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวไม่สามารถปรับกำลังไฟฟ้าที่จ่ายอยู่ได้ ทำให้ไม่สามารถรองรับโหลดที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระได้
- การทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในส่วนที่เหลือของวงจรอาจไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ
- อาจเกิดอันตรายกับผู้ทำงานด้านบำรุงรักษา เนื่องจากระบบยังคงมีการจ่ายไฟจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวหลังจากตัดวงจรออกจากสถานีไฟฟ้าย่อยแล้ว

- เกิดปัญหาเมื่อมีการต่อกลับ (Reclosing) ส่วนระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระเข้ากับระบบไฟฟ้า
- นอกจากนี้การแก้ปัญหาการเกิดการแยกตัวอิสระก็เป็นประเด็นสำคัญ ซึ่งโดยมากจะเป็นการป้องกันไม่ให้เกิดการแยกตัวอิสระในระบบไฟฟ้า โดยจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้ [3]
- ใช้การตรวจจับการแยกตัวอิสระ โดยรายละเอียดการตรวจจับการแยกตัวอิสระจะได้กล่าวในหัวข้อที่ 4.2
 - ใช้ Direct Transfer Trip (DTT) เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวถูกปลดจากระบบไฟฟ้าทันทีที่มีการผิดพลาดเกิดขึ้น เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการแยกตัวอิสระ
 - ใช้อินเวอร์เตอร์ ประเภท Line-commutated โดยอินเวอร์เตอร์ประเภทนี้จะใช้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าจากภายนอกมาสร้างสัญญาณไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อเป็นสัญญาณสั่งการทำงาน หรือกล่าวได้ว่า อินเวอร์เตอร์ประเภทนี้จะไม่สามารถทำงานได้ ถ้าไม่มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าภายนอก ดังนั้นในกรณีที่ระบบไฟฟ้าเกิดความผิดพลาดขึ้น ทำให้ความถี่และแรงดันมีการเปลี่ยนแปลง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในระบบไฟฟ้าทำงานมีการเปิดวงจร ซึ่งจะส่งผลให้อินเวอร์เตอร์ไม่สามารถทำงานได้ เนื่องจากไม่มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าจากภายนอก ทำให้สามารถป้องกันการเกิดการแยกตัวเป็นอิสระได้
 - จำกัดขนาดการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในปริมาณเหมาะสม

4.2 วิธีการตรวจจับการแยกตัวอิสระ

โดยทั่วไป การตรวจจับการแยกตัวอิสระสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 วิธี

- วิธีการตรวจจับแบบพาสซีฟ (Passive) คือ วิธีการตรวจจับปริมาณทางไฟฟ้าพื้นฐานของระบบ เช่น แรงดันและความถี่ไฟฟ้า โดยมีข้อดี คือ ค่าใช้จ่ายต่ำและไม่ส่งสัญญาณรบกวนต่อระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม วิธีนี้จะไม่สามารถทำงานได้หากกำลังผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าแยกตัวอิสระมีค่าใกล้เคียงกับโหลดในบริเวณดังกล่าว
- วิธีการตรวจจับแบบแอคทีฟ (Active) คือ วิธีการตรวจจับโดยจะติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับเข้าสู่ระบบ โดยข้อดี คือ สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ด้วยความแม่นยำสูง อย่างไรก็ตาม อาจส่งสัญญาณรบกวนต่อระบบของการไฟฟ้าได้

โดยรายละเอียด ข้อดี ข้อเสีย และ ตัวอย่างวิธีการตรวจจับ ของวิธีการตรวจจับแบบพาสซีฟและวิธีการตรวจจับแบบแอกทีฟ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.1 [19]

ตารางที่ 4.1 รายละเอียดข้อดี ข้อเสีย และตัวอย่างวิธีการตรวจจับการแยกตัวอิสระประเภทต่างๆ

วิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระ	ข้อดี	ข้อเสีย	ตัวอย่างวิธีการตรวจจับ
พาสซีฟ	(1) วิธีแบบพาสซีฟจะไม่ส่งสัญญาณรบกวนต่อระบบไฟฟ้าขณะตรวจจับการแยกตัวอิสระ	(1) วิธีแบบพาสซีฟจะไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้หากขนาดกำลังไฟฟ้าของโหลดมีค่าใกล้เคียงกับขนาดกำลังไฟฟ้าของแหล่งจ่าย	O/U Voltage and frequency
	(2) วิธีแบบพาสซีฟสามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ในระยะเวลาอันสั้น		Rate change of frequency
	(3) วิธีแบบพาสซีฟสามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ถูกต้องแม่นยำ ในกรณีที่มีขนาดกำลังไฟฟ้าของโหลดมีค่าแตกต่างจากขนาดกำลังไฟฟ้าของแหล่งจ่าย		Measuring THD
	(4) เสียค่าใช้จ่ายในการติดตั้งไม่สูง เนื่องจากใช้อุปกรณ์พื้นฐานในการตรวจจับการแยกตัวอิสระ		Impedance measurement
แอกทีฟ	(1) วิธีแบบแอกทีฟสามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ทุกกรณี	(1) วิธีแบบแอกทีฟจะส่งสัญญาณรบกวนต่อระบบไฟฟ้าขณะตรวจจับการแยกตัวอิสระ	Phase shift methods
		(2) วิธีแบบแอกทีฟใช้เวลาในการตรวจจับการแยกตัวอิสระมาก	Active Frequency Drift
			Reactive

		(3) เสียค่าใช้จ่ายสูงในการติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับ	power export error
--	--	---	--------------------

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เลือกใช้ วิธีการตรวจจับการแยกตัวอิสระแบบใช้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ เนื่องจากข้อดีที่ได้กล่าวไปในข้างต้น ซึ่งรายละเอียดของวิธีการตรวจจับวิธีนี้ มีดังนี้

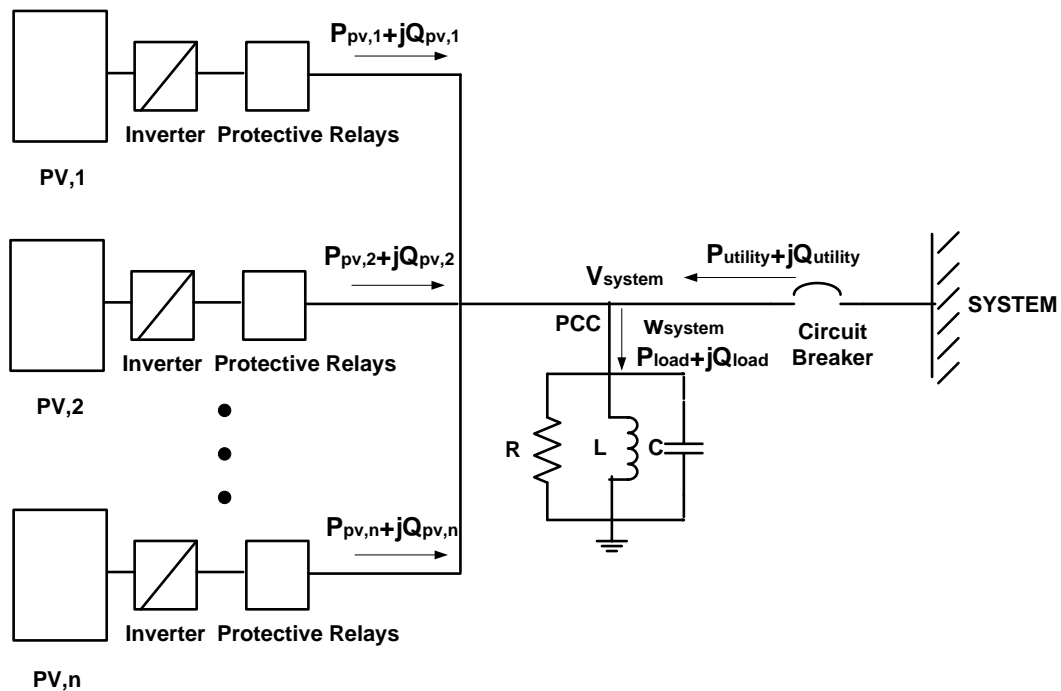
โดยทั่วไปการเชื่อมต่อบริเวณผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจะถูกกำหนดให้ติดตั้งรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ที่ระบบผลิตเซลล์แสงอาทิตย์เป็นระบบป้องกันพื้นฐาน โดยจะทำการตรวจจับค่าแรงดันและค่าความถี่ ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์กับระบบไฟฟ้า เพื่อทำการปลดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจาก ระบบไฟฟ้า ขณะที่ค่าแรงดันหรือค่าความถี่มีค่าผิดปกติ

การแยกตัวอิสระส่วนใหญ่จะเกิดจากการที่ อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้า เช่น สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) ของระบบไฟฟ้าทำการแยกวงจรขณะเกิดการลัดวงจรขึ้น ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ยังคงจ่ายกำลังไฟฟ้าไปสู่โหลดไฟฟ้าโดยปราศจากระบบผลิตไฟฟ้า ส่วนกลางขึ้น ซึ่งโดยทั่วไปจะทำให้ขนาดแรงดันและความถี่ในบริเวณแยกตัวอิสระเกิดการเปลี่ยนแปลง ซึ่งมีผลให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ที่ระบบผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ทำการเปิดวงจรส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์หยุดการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปสู่โหลดไฟฟ้า ดังนั้นการติดตั้งรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่จึงเป็นวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระอีกวิธีหนึ่ง

วิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระโดยใช้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่มีข้อดี จากเหตุผลที่กล่าวมาในข้างต้น อย่างไรก็ตามวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระประเภทนี้จะไม่สามารถทำงานได้ถูกต้องแม่นยำทุกกรณีเนื่องจากถ้าขนาด กำลังผลิตไฟฟ้า ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกับโหลดในบริเวณแยกตัวอิสระ อาจจะทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ ดังนั้นจึงมีความจำเป็นต้องทำความเข้าใจเกี่ยวกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เบื้องต้น บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ และบริเวณกำลังไฟฟ้า ที่ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ยกตัวอย่างขั้นตอนการหาบริเวณกำลังไฟฟ้างกล่าวร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์

4.3 ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Photovoltaic Generation System)

ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ระบบที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยเริ่มจากเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้ากระแสตรงและส่งไปยังอินเวอร์เตอร์เพื่อเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ นอกจากนี้อินเวอร์เตอร์สามารถปรับหรือควบคุมกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือน ซึ่งสามารถทำได้โดยการปรับมุมอินเวอร์เตอร์ (ϕ) แสดงดังสมการที่ (4.1) เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าปรากฏ $P_{pv} + jQ_{pv}$ เข้าสู่ระบบไฟฟ้าต่อไป โดยภาพที่ 4.1 แสดงถึงการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เข้ากับระบบไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ (Point of Common Coupling: PCC) โดยระบบการไฟฟ้าจะร่วมจ่ายกำลังไฟฟ้าปรากฏ $P_{utility} + jQ_{utility}$ ให้กับโหลดด้วย



ภาพที่ 4.1 การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบ

$$\tan \phi = \frac{Q_{pv}}{P_{pv}} \quad (4.1)$$

โดย

ϕ	คือ	มุมอินเวอร์เตอร์ (VAr/W)
Q_{pv}	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนจากเซลล์แสงอาทิตย์ (MVar)

P_{pv} คือ กำลังไฟฟ้าจริงจากเซลล์แสงอาทิตย์ (MW)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ จำลองให้โหลดเป็นแบบตัวต้านทาน ตัวเหนี่ยวนำ และ ตัวเก็บประจุต่อขนาน (Parallel RLC) เนื่องจากแบบจำลองชนิดนี้เป็นแบบจำลองที่ ตรวจจับการแยกตัวอิสระยากที่สุด [3]

นอกจากนี้ในแบบจำลองโหลดทางไฟฟ้า Parallel RLC ได้มีตัวแปรทางไฟฟ้าที่มีผลต่อการต้วจจับการแยกตัวอิสระ คือ แฟกเตอร์คุณภาพ (Quality factor: Qf) ซึ่งจะมีความสัมพันธ์แสดงดังสมการที่ (4.2) โดยหากแบบจำลองโหลดทางไฟฟ้า Parallel RLC ที่มีค่าแฟกเตอร์คุณภาพสูงจะทำให้การต้วจจับการแยกตัวอิสระยากขึ้น

$$Qf = R \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (4.2)$$

โดย

Qf	คือ	มุมอินเวอร์เตอร์ (VAr/W)
R	คือ	ความต้านทานของโหลดทางไฟฟ้าสมมูล ณ บริเวณที่แยกตัวอิสระ (Ohm)
C	คือ	ค่าความเก็บประจุของโหลดทางไฟฟ้าสมมูล ณ บริเวณที่แยกตัวอิสระ (F)
L	คือ	ค่าความเหนี่ยวนำของโหลดทางไฟฟ้าสมมูล ณ บริเวณที่แยกตัวอิสระ (H)

การเกิดการแยกตัวอิสระ มีสาเหตุมาจากการที่อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ของระบบไฟฟ้าทำการเปิดวงจรก่อนที่อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวจะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว สามารถส่งผลเสียต่ออุปกรณ์ไฟฟ้ารวมถึงความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานทางไฟฟ้า ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พัฒนาวิธีการหาบริเวณตรวจจับ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง ไม่ได้ โดย แสดงรายละเอียดอยู่ในหัวข้อที่ 4.4 และพัฒนาวิธีการหาบริเวณตรวจจับ กำลังไฟฟ้าไม่ได้ ซึ่งแสดงรายละเอียดอยู่ในหัวข้อที่ 4.5 เนื่องจากวิธีการหาบริเวณตรวจจับ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง ไม่ได้และ วิธีการหาบริเวณตรวจจับกำลังไฟฟ้าไม่ได้ เป็นปัจจัยสำคัญในการตรวจจับและป้องกันการแยกตัวอิสระ

4.4 บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ)

การตรวจจับการแยกตัวอิสระแบบพาสซีฟจะใช้รีเลย์แรงดันและความถี่ ซึ่งค่าแรงดันและความถี่ในการแยกตัวอิสระมีความสัมพันธ์กับค่ากำลังไฟฟ้าแตกต่าง โดยกำลังไฟฟ้าแตกต่าง (Mismatch power) คือ อัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าจากระบบการไฟฟ้า ต่อ กำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ที่จ่ายสู่โหลดในบริเวณที่เกิดการแยกตัวอิสระ ดังนั้น ในหัวข้อนี้จะทำการหาความสัมพันธ์ระหว่าง ค่า กำลังไฟฟ้าแตกต่าง และ แรงดันกับความถี่ในการแยกตัวอิสระ เพื่อใช้ในการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ทำให้ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ (NDZ) [20], [21]

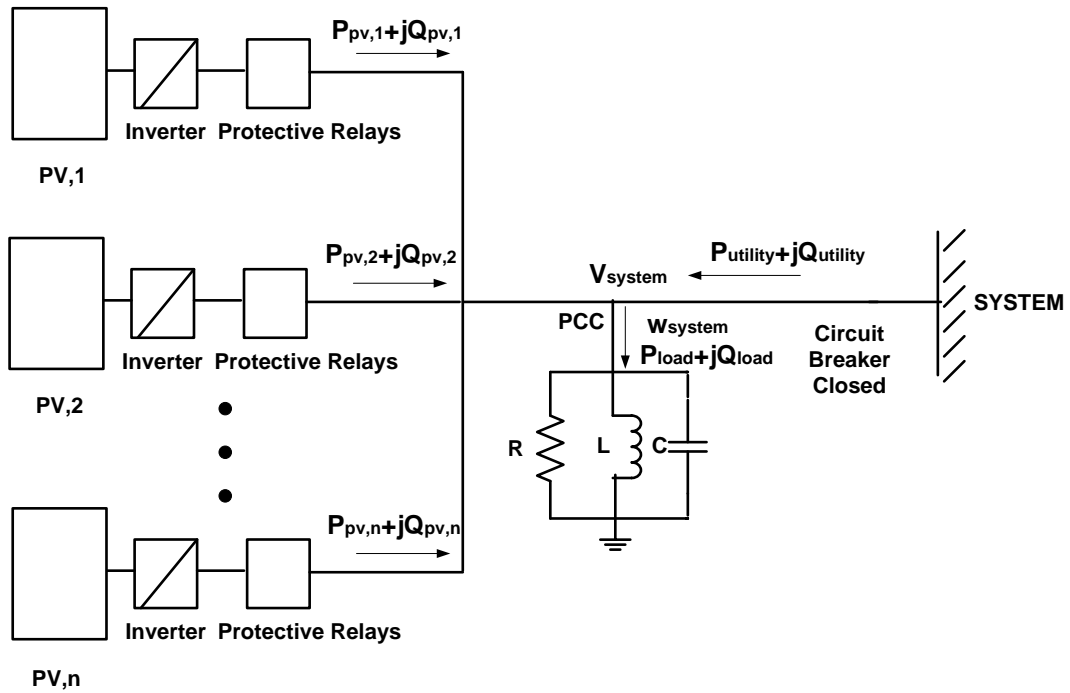
ทั้งนี้ ในเบื้องต้นการป้องกันการแยกตัวอิสระนี้สามารถกระทำได้โดยการพัฒนาวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ ทำให้ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ (Non Detection Zone: NDZ) เพื่อที่จะนำมาใช้ในการป้องกันการแยกตัวอิสระ โดยการควบคุมไม่ให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ผลิตกำลังไฟฟ้าในช่วงที่ทำให้รีเลย์แรงดันและความถี่ของซึ่งเป็นอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ ไม่สามารถตรวจจับได้ วิธีการหาบริเวณที่ตรวจจับไม่ได้ที่นำเสนอในบทนี้มีความสะดวกเนื่องจากใช้ข้อมูลพื้นฐานในการวิเคราะห์แล มีความแม่นยำกว่างานวิจัยในอดีต รวมทั้งสามารถประยุกต์ใช้ กับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนได้ นอกจากนี้วิธีการที่พัฒนาขึ้นมีความเหมาะสมกับการนำไปใช้งานเนื่องจากระบบตัวประกอบคุณภาพไฟฟ้า (Quality factor: Qf) อ้างอิงตามมาตรฐานสากล (IEEE และ IEC) นอกจากนี้ได้นำเสนอวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ ($NDZ_{p,t}$) รวมด้วย

โดยในการหาความสัมพันธ์ และวิธีการประยุกต์ใช้งาน บริเวณ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 หัวข้อย่อย คือ

- การจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่สภาวะปกติ
- การจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่สภาวะการแยกตัวอิสระ
- ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณทางไฟฟ้าของทั้งสองสภาวะ
- วิธีการประยุกต์ใช้งานบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้

4.4.1 การจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่สภาวะปกติ

ภาพที่ 4.2 แสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ในสภาวะปกติ โดยกำลังไฟฟ้าจริงจะจ่ายไปยังโหลด R และกำลังไฟฟ้าเสมือนจะจ่ายไปยังโหลด L และ C แสดงดังสมการที่ (4.3) และ (4.4)



ภาพที่ 4.2 การไหลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะปกติ

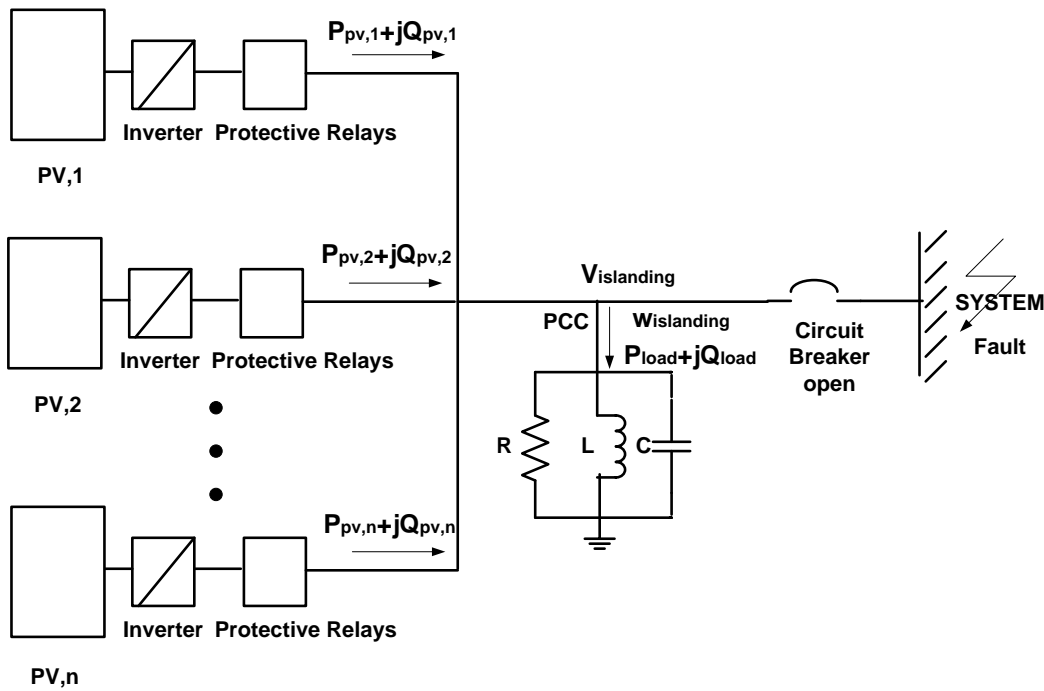
$$\begin{aligned}
 P_{load} &= \sum_{i=1}^n P_{pv} + P_{utility} \\
 (P = \frac{V^2}{R}): \quad \frac{V_{system}^2}{R} &= \sum_{i=1}^n P_{pv} + P_{utility} \tag{4.3}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{load} &= \sum_{i=1}^n Q_{pv} + Q_{utility} \\
 (Q = \frac{V^2}{X}): \quad (\frac{1}{w_{system}L} - w_{system}C)V_{system}^2 &= \sum_{i=1}^n Q_{pv} + Q_{utility} \\
 \frac{V_{system}^2}{w_{system}L} &= \sum_{i=1}^n Q_{pv} + Q_{utility} + (w_{system}CV_{system}^2) \tag{4.4}
 \end{aligned}$$

ในสภาวะปกติ เซอร์คิตเบรกเกอร์ที่อยู่ระหว่างการไฟฟ้ากับโหลดจะปิดวงจรทำให้ ระบบไฟฟ้าและ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลด

4.4.2 การจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่สภาวะการแยกตัวอิสระ

ภาพที่ 4.3 แสดงการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบที่เกิดการแยกตัวอิสระเนื่องจากความผิดปกติ (Fault) ในระบบของการไฟฟ้า ส่งผลให้เซอร์คิตเบรกเกอร์ของระบบเปิดวงจร ดังนั้น มีเพียงระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลด แสดงดังสมการที่ (4.5) และ (4.6)



ภาพที่ 4.3 การไหลของกำลังไฟฟ้าที่สภาวะการแยกตัวอิสระ

$$\begin{aligned}
 (P = \frac{V^2}{R}): \quad & P_{load} = \sum_{i=1}^n P_{pv} \\
 & \frac{V_{islanding}^2}{R} = \sum_{i=1}^n P_{pv} \tag{4.5}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{load} &= \sum_{i=1}^n Q_{pv} \\
 (Q = \frac{V^2}{X}): \quad & \left(\frac{1}{w_{islanding} L} - w_{islanding} C \right) V_{islanding}^2 = \sum_{i=1}^n Q_{pv} \\
 & \frac{V_{islanding}^2}{w_{islanding} L} = \sum_{i=1}^n Q_{pv} + (w_{islanding} C V_{islanding}^2) \quad (4.6)
 \end{aligned}$$

ในสภาวะเกิดการลัดวงจร เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่อยู่ระหว่างการไฟฟ้ากับโหลดจะเปิดวงจรทำให้ระบบไฟฟ้าไม่เชื่อมต่อกับโหลด ดังนั้นจะมีเพียงระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำหน้าที่จ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังโหลด

4.4.3 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณทางไฟฟ้าของทั้งสองสภาวะ

เพื่อความสะดวกในการนำไปวิเคราะห์ จากสมการที่ (4.3) และสมการที่ (4.5) จัดรูปเพื่อเปลี่ยนรูป R จะได้ความสัมพันธ์ระหว่าง กำลังไฟฟ้าแตกต่าง จริงกับค่าแรงดัน แสดงดังสมการที่ (4.7)

$$\begin{aligned}
 \frac{V_{system}^2}{V_{islanding}^2} &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{pv} + P_{utility}}{\sum_{i=1}^n P_{pv}} \\
 \frac{P_{utility}}{\sum_{i=1}^n P_{pv}} &= \frac{V_{system}^2}{V_{islanding}^2} - 1 \quad (4.7)
 \end{aligned}$$

จากสมการที่ (4.4) และ (4.6) จัดรูปเพื่อเปลี่ยนรูป L จะได้ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้าแตกต่างเสมือนกับความถี่กับแรงดัน แสดงดังสมการที่ (4.8)

$$\begin{aligned}
\frac{w_{\text{islanding}}}{w_{\text{system}}} \times \frac{V_{\text{system}}^2}{V_{\text{islanding}}^2} &= \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pv} + Q_{\text{utility}} + (w_{\text{system}} CV_{\text{system}}^2)}{\sum_{i=1}^n Q_{pv} + (w_{\text{islanding}} CV_{\text{islanding}}^2)} \\
\left(\sum_{i=1}^n Q_{pv} \times \frac{w_{\text{islanding}}}{w_{\text{system}}} \times \frac{V_{\text{system}}^2}{V_{\text{islanding}}^2} \right) + \left(\frac{w_{\text{islanding}}^2}{w_{\text{system}}} CV_{\text{system}}^2 \right) &= \sum_{i=1}^n Q_{pv} + Q_{\text{utility}} + (w_{\text{system}} CV_{\text{system}}^2) \\
\left(\sum_{i=1}^n Q_{pv} \times \frac{w_{\text{islanding}}}{w_{\text{system}}} \times \frac{V_{\text{system}}^2}{V_{\text{islanding}}^2} \right) + (CV_{\text{system}}^2) \times \left(\frac{w_{\text{islanding}}^2}{w_{\text{system}}} - w_{\text{system}} \right) &= \sum_{i=1}^n Q_{pv} + Q_{\text{utility}} \\
\left(\frac{w_{\text{islanding}}}{w_{\text{system}}} \times \frac{V_{\text{system}}^2}{V_{\text{islanding}}^2} \right) + \left(\frac{CV_{\text{system}}^2}{\sum_{i=1}^n Q_{pv}} \right) \times \left(\frac{w_{\text{islanding}}^2}{w_{\text{system}}} - w_{\text{system}} \right) &= 1 + \frac{Q_{\text{utility}}}{\sum_{i=1}^n Q_{pv}} \\
\left(\frac{w_{\text{islanding}}}{w_{\text{system}}} \right) \times \left(\frac{P_{\text{utility}}}{\sum_{i=1}^n P_{pv}} + 1 \right) + \left(\frac{CV_{\text{system}}^2}{\sum_{i=1}^n Q_{pv}} \right) \times \left(\frac{w_{\text{islanding}}^2}{w_{\text{system}}} - w_{\text{system}} \right) &= 1 + \frac{Q_{\text{utility}}}{\sum_{i=1}^n Q_{pv}} \\
\frac{Q_{\text{utility}}}{\sum_{i=1}^n Q_{pv}} &= \left(\frac{w_{\text{islanding}}}{w_{\text{system}}} \right) \times \left(\frac{P_{\text{utility}}}{P_{pv}} + 1 \right) + \left(\frac{CV_{\text{system}}^2}{\sum_{i=1}^n Q_{pv}} \right) \times \left(\frac{w_{\text{islanding}}^2}{w_{\text{system}}} - w_{\text{system}} \right) - 1 \quad (4.8)
\end{aligned}$$

สมการที่ (4.2), (4.5) และ (4.6) จะทำการเปลี่ยนรูปตัวแปรทางไฟฟ้า C เป็นตัวแปรทางไฟฟ้าพื้นฐาน แสดงดังสมการที่ (4.9)

$$\begin{aligned}
\sum_{i=1}^n Q_{pv} &= \left(\frac{(\sum_{i=1}^n P_{pv})^2 Qf^2}{w_{\text{islanding}} V_{\text{islanding}}^4 C} - w_{\text{islanding}} C \right) V_{\text{islanding}}^2 \\
(w_{\text{islanding}} V_{\text{islanding}}^2 C^2) + \left(\sum_{i=1}^n Q_{pv} \times C \right) - \left(\frac{(\sum_{i=1}^n P_{pv})^2 Qf^2}{w_{\text{islanding}} V_{\text{islanding}}^2} \right) &= 0 \\
C &= \frac{-\sum_{i=1}^n Q_{pv} + \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n Q_{pv} \right)^2 + 4Qf^2 \left(\sum_{i=1}^n P_{pv} \right)^2}}{2w_{\text{islanding}} V_{\text{islanding}}^2} \quad (4.9)
\end{aligned}$$

$$\text{แทนค่าสมการที่ (4.1) และ (4.9) ลงในสมการที่ (4.8) และกำหนดให้ } \tan\phi = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pv}}{\sum_{i=1}^n P_{pv}}$$

จะได้ความสัมพันธ์ระหว่าง กำลังไฟฟ้าแตกต่าง เสมือนกับความถี่กับแรงดันที่จุดทำงานต่างๆ แสดงดังสมการที่ (4.10)

$$\frac{Q_{utility}}{\sum_{i=1}^n Q_{pv}} = \left(\left(\frac{W_{islanding}}{W_{system}} \right) \times \left(\frac{P_{utility}}{\sum_{i=1}^n P_{pv}} + 1 \right) \right) + M - 1 \quad (4.10)$$

โดย

$$M \quad \text{คือ} \quad \left(\frac{-1 + \sqrt{1 + 4Qf^2 / \tan^2 \phi}}{2W_{islanding} V_{islanding}^2} \right) \times V_{system}^2 \times \left(\frac{W_{islanding}^2}{W_{system}} - W_{system} \right)$$

โดยสรุป จะได้ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าแตกต่างจริงกับค่าแรงดัน แสดงดังสมการที่ (4.7) และกำลังไฟฟ้าแตกต่าง เสมือนกับความถี่กับแรงดันตามสมการที่ (4.10) โดยไม่อยู่ในรูปอิมพีแดนซ์สมมูลในบริเวณที่พิจารณา เพื่อความสะดวกในการประยุกต์ใช้กับระบบไฟฟ้าที่มีความซับซ้อนในการหาอิมพีแดนซ์สมมูลของระบบ

จากความสัมพันธ์ดังกล่าว เมื่อนำมาพิจารณาร่วมกับระดับแรงดันปกติ ($V_{min} < V < V_{max}$) และความถี่ปกติ ($f_{min} < f < f_{max}$) เพื่อใช้ในการกำหนดการทำงานของรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ)

4.4.4 วิธีการประยุกต์ใช้งานบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้

ในหัวข้อนี้จะกล่าว ถึงการนำบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) มาประยุกต์ใช้ในการตรวจสอบว่ารีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่สามารถ ป้องกันการแยกตัวอิสระ ได้หรือไม่ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ขณะเกิดการแยกตัวอิสระจากการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ขณะเกิดการลัดวงจร จะสามารถหา กำลังไฟฟ้าแตกต่าง จริง และ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง เสมือน ณ บริเวณใดๆที่ไม่ได้ เชื่อมต่ออยู่กับระบบไฟฟ้า แสดงดังสมการที่ (4.11) และสมการที่ (4.12) ตามลำดับ

$$\frac{P_{utility}}{\sum_{i=1}^n P_{pv}} = \frac{P_{load} - \sum_{i=1}^n P_{pv}}{\sum_{i=1}^n P_{pv}} \quad (4.11)$$

$$\frac{Q_{utility}}{\sum_{i=1}^n Q_{pv}} = \frac{Q_{load} - \sum_{i=1}^n Q_{pv}}{\sum_{i=1}^n Q_{pv}} \quad (4.12)$$

ในการตรวจสอบว่าจะสามารถป้องกันการแยกตัวอิสระได้หรือไม่ จะพิจารณาจาก ความสัมพันธ์ระหว่าง กำลังไฟฟ้าแตกต่าง จริง และ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง เสมือน ณ บริเวณใดๆที่ไม่ได้เชื่อมต่ออยู่กับระบบไฟฟ้า กับบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) ได้ดังนี้

กรณีที่ 1 สามารถป้องกันการแยกตัวอิสระได้ : กำลังไฟฟ้าแตกต่าง จริง และกำลังไฟฟ้าแตกต่าง เสมือน จะไม่อยู่ภายใน บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ นั่นก็คือขณะเกิดการแยกตัวอิสระขึ้น รีเลย์แรงดันหรือรีเลย์ความถี่ของ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะตรวจจับ ความผิดปกติของแรงดันหรือความถี่ แล้วปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบ ไฟฟ้า

กรณีที่ 2 ไม่สามารถป้องกันการแยกตัวอิสระได้ : กำลังไฟฟ้าแตกต่าง จริง และกำลังไฟฟ้าแตกต่าง เสมือน จะอยู่ภายใน บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ นั่นก็คือขณะเกิดการแยกตัวอิสระขึ้น รีเลย์แรงดันหรือรีเลย์ความถี่ของ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถ ตรวจจับความผิดปกติของแรงดันหรือความถี่ ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ยังคงจ่ายไฟ ทำให้เกิดการแยกตัวอิสระขึ้น

4.5 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf})

เนื่องจากวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ ในหัวข้อที่ 4.4 จำเป็นต้องนำค่าแฟกเตอร์คุณภาพ (Qf) ของโหลดรวม ณ บริเวณเกิดการแยกตัวอิสระ มาพิจารณาด้วย ซึ่งบางครั้งข้อมูลในการหา แฟกเตอร์คุณภาพ ของโหลดรวมอาจไม่เพียงพอ เช่น ค่าความต้านทานของโหลด ค่าความเหนี่ยวนำของโหลด เป็นต้น จึงอาจก่อให้เกิดความไม่แม่นยำในการตรวจจับการแยกตัวอิสระได้

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ จากการประยุกต์ใช้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ในระบบไฟฟ้า ร่วมกับระดับแรงดันปกติ ($V_{min} < V < V_{max}$) และ ความถี่ปกติ ($f_{min} < f < f_{max}$) เพื่อใช้ในการกำหนดการทำงานของรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ โดยจะทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ในระบบไฟฟ้าที่แยกตัวอิสระจากการเปิดวงจรของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ ค่าแรงดันค่าใดๆ ที่อยู่ในระดับแรงดันปกติของบัสติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และความถี่ใดๆ ที่อยู่ในระดับความถี่ปกติของระบบไฟฟ้า เพื่อทำการหาค่ากำลังไฟฟ้าจริง และค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และจะเรียกเขตค่ากำลังไฟฟ้าจริง และค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ว่า บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (Non Detection Zone by Power Flow: NDZ_{pf})

โดยในการหาความสัมพันธ์ และวิธีการประยุกต์ใช้งาน บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 หัวข้อย่อย คือ

- ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันและความถี่ต่อระบบไฟฟ้า
- การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- วิธีการประยุกต์ใช้งานบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้

4.5.1 ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันและความถี่ต่อระบบไฟฟ้า

ผลของการเปลี่ยนแปลง ค่าแรงดัน ของบัสติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และความถี่ของระบบไฟฟ้าจะส่งผลต่อค่าอิมพีแดนซ์ของสาย ของระบบไฟฟ้า และค่ากำลัง ไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือนของแต่ละจุดโหลด โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 2 หัวข้อย่อย คือ

- ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันและความถี่ต่ออิมพีแดนซ์ของสายของระบบไฟฟ้า
- ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันและความถี่ต่อค่ากำลัง ไฟฟ้าจริงและกำลัง ไฟฟ้าเสมือนของโหลด

4.5.1.1 ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันแล ะความถี่ต่ออิมพีแดนซ์ของสายของระบบไฟฟ้า

เนื่องจากอิมพีแดนซ์ของสาย ไฟฟ้า โดยทั่วไปจะประกอบด้วยตัวต้านทานและตัวเหนี่ยวนำ รวมถึงตัวเก็บประจุเสมือนที่ต่อขนานกับบัส (Line charging admittance) ซึ่งการเปลี่ยนแปลงค่าความถี่ของระบบ จะส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงค่าความเหนี่ยวนำของสาย ไฟฟ้า และค่าเก็บประจุเสมือนที่ต่อขนานกับบัส แสดงดังสมการที่ (4.13) และ (4.14) ในขณะที่การเปลี่ยนแปลงแรงดันของบัสติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะไม่ส่งผลต่อ อิมพีแดนซ์ของสาย

$$X_{L,new} = h \times X_{L,old} \quad (4.13)$$

$$X_{C,new} = \frac{X_{C,old}}{h} \quad (4.14)$$

โดย

$X_{L,new}$	คือ	ค่าความเหนี่ยวนำของสาย ณ ความถี่ใดๆ (p.u.)
$X_{L,old}$	คือ	ค่าความเหนี่ยวนำของสาย ณ ความถี่มีค่าเป็น 50 Hz (p.u.)
$X_{C,new}$	คือ	ค่าความเก็บประจุที่ต่อขนานกับบัส ณ ความถี่ใดๆ (p.u.)
$X_{C,old}$	คือ	ค่าความเก็บประจุที่ต่อขนานกับบัส ณ ความถี่มีค่าเป็น 50 Hz (p.u.)
h	คือ	อัตราส่วนของค่าความถี่ใดๆ ต่อความถี่ 50 Hz

4.5.1.2 ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันและความถี่ต่อ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลด

โดยทั่วไปในการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ ค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลดจะถูกสมมติให้เป็นโหลดชนิดอิมพีแดนซ์คงที่ (Constant impedance) ในรูปของการต่อขนาน ดังนั้นการเปลี่ยนแปลงค่าแรงดันและความถี่ต่อค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลด สามารถแสดงดังสมการที่ (4.15) และ (4.16)

$$P_{L_i, new} = \frac{V_{i, new}^2}{V_{i, old}^2} \times P_{L_i, old} \quad (4.15)$$

$$Q_{L_i, new} = \frac{V_{i, new}^2}{V_{i, old}^2} \times \frac{W_{old}}{W_{new}} \times Q_{L_i, old} \quad (4.16)$$

โดย

$P_{L_i, new}$	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดของบัสที่ i ณ ค่าแรงดันใดๆ (W)
$P_{L_i, old}$	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดของบัสที่ i ณ ค่าแรงดันที่มีค่าเป็น 1 p.u. (W)
$Q_{L_i, new}$	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลดบัสที่ i ณ ค่าแรงดันและความถี่ใดๆ (VAr)
$Q_{L_i, old}$	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลดบัสที่ i ณ ค่าแรงดันและความถี่ที่มีค่าเป็น 1 p.u. (VAr)
$V_{i, new}$	คือ	ค่าแรงดันใดๆ ของบัสที่ i (p.u.)
$V_{i, old}$	คือ	ค่าแรงดัน 1 p.u. ของบัสที่ i (p.u.)
W_{new}	คือ	ค่าความถี่ใดๆ ของระบบไฟฟ้า (p.u.)
W_{old}	คือ	ค่าความถี่ 1 p.u. ของระบบไฟฟ้า (p.u.)

4.5.2 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

ในการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้จะต้องทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในแต่ละค่าแรงดันปกติของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ($V_{min} < V < V_{max}$) และค่าความถี่ปกติของระบบไฟฟ้า ($f_{min} < f < f_{max}$) สำหรับการแยกตัวของแต่ละบริเวณที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อตรวจสอบว่าในสภาวะที่การแยกตรวจจิสระเกิดขึ้น แล้วช่วง

กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ช่วงใดที่ทำให้ค่าแรงดันของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และค่าความถี่ปกติ ของระบบไฟฟ้าอยู่ในค่าที่ปกติ ซึ่งอาจจะเป็นสาเหตุให้เกิดการแยกตัวอิสระขึ้น

โดยทั่วไปการ คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า สามารถทำได้หลายวิธี เช่น วิธีการวนซ้ำแบบเกาส์-ไซเดล วิธีการวนซ้ำแบบนิวตัน-ราฟสัน เป็นต้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้วิธีวนซ้ำแบบนิวตัน-ราฟสัน ในการ คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เนื่องจาก มีประสิทธิภาพ สูง มีคุณสมบัติการลู่เข้าหาคำตอบที่รวดเร็ว และสามารถใช้กับระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ได้

วิธีการวนซ้ำแบบ นิวตัน-ราฟสัน ถูกนำมาประยุกต์ใช้ในการ คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยจะเริ่มจากการพิจารณา สมการกำลังไฟฟ้าจริงสุทธิที่ไหลเข้าบัสใดๆ และสมการกำลังไฟฟ้าเสมือนสุทธิที่บัสใดๆ ดังสมการที่ (4.17) และ (4.18) ตามลำดับ

$$P_{i,g} - P_{i,d} = P_{i,cal} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.17)$$

$$Q_{i,g} - Q_{i,d} = Q_{i,cal} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (4.18)$$

โดย

$P_{i,g}$	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (W)
$P_{i,d}$	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงที่บัส i (W)
$P_{i,cal}$	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงสุทธิที่บัส i จากการคำนวณ (W)
$Q_{i,g}$	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i (VAr)
$Q_{i,d}$	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่บัส i (VAr)
$Q_{i,cal}$	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนสุทธิที่บัส i จากการคำนวณ (VAr)
$Y_{ij} \angle \theta_{ij}$	คือ	สมาชิกตำแหน่งที่ (i,j) ของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (Siemens)
$V_i \angle \delta_i$	คือ	เฟสเซอร์ของแรงดันที่บัส i (V)

จากนั้นจะนำ สมการกำลังไฟฟ้า และสมการกำลังไฟฟ้าเสมือนสุทธิที่ไหลเข้าบัส ของทุกบัสมาเขียนให้อยู่ในภาพของเมตริกซ์ด้วยวิธี นิวตัน-ราฟสัน และจัดภาพเพื่อหาค่า $\Delta\delta_i$ และ ΔV_i ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \vdots \\ \Delta\delta_n \\ \hline \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,cal}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{1,cal}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{1,cal}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{1,cal}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,cal}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_{n,cal}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{n,cal}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial P_{n,cal}}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_{1,cal}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{1,cal}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{1,cal}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{1,cal}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n,cal}}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial Q_{n,cal}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{n,cal}}{\partial |V_1|} & \dots & \frac{\partial Q_{n,cal}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \hline \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

$$\Delta P_i = P_{i,sch} - P_{i,cal} \quad (4.20)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sch} - Q_{i,cal} \quad (4.21)$$

โดย

$P_{i,sch}$ คือ กำลังไฟฟ้าจริงสุทธิที่บัส i จากการกำหนด (W)

$Q_{i,sch}$ คือ กำลังไฟฟ้าเสมือนสุทธิที่บัส i จากการกำหนด (VAR)

การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยใช้วิธีการวนซ้ำแบบนิวตัน-ราฟสันจะทำสิ้นสุดการทำงานเมื่อ $|\Delta P_i| \leq \epsilon$ และ $|\Delta Q_i| \leq \epsilon$ โดย ϵ คือค่าที่ความแตกต่างที่ยอมรับได้ จากนั้นจะสามารถหาค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ได้จากสมการที่ (4.22) และ (4.23)

$$P_{pv} = \sum_i^n P_i + P_{loss} \quad (4.22)$$

$$Q_{pv} = \sum_i^n Q_i + Q_{loss} \quad (4.23)$$

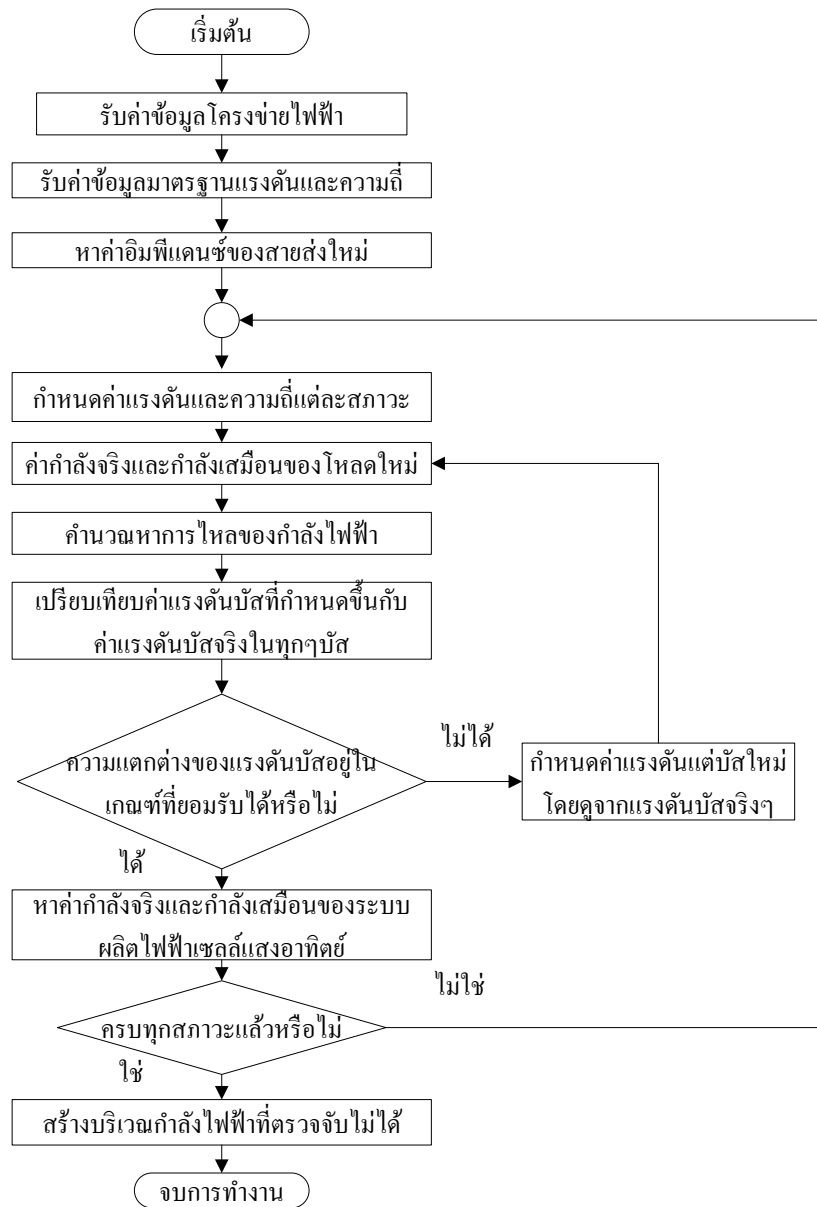
โดย

n	คือ	จำนวนบัสทั้งหมดที่อยู่ในบริเวณแยกตัวอิสระ (บัส)
P_{pv}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (W)
Q_{pv}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (VAr)
P_i	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงสุทธิที่บัส i (W)
Q_i	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนสุทธิที่บัส i (VAr)
P_{loss}	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงสูญเสีย (W)
Q_{loss}	คือ	กำลังไฟฟ้าเสมือนสูญเสีย (VAr)

ขั้นตอนการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ โดยประยุกต์ใช้การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า สามารถแสดงได้ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1: รับข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ต้องการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้
- ขั้นตอนที่ 2: รับข้อมูลมาตรฐานของช่วงแรงดันปกติและช่วงความถี่ปกติ เพื่อนำมาใช้ในการอ้างอิงค่าการทำงานของรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- ขั้นตอนที่ 3: กำหนดค่าแรงดันของบัสที่ติดตั้งระบบผลิตเซลล์แสงอาทิตย์ และกำหนดค่าความถี่ของระบบไฟฟ้า
- ขั้นตอนที่ 4: นำค่าแรงดันและความถี่ที่กำหนดมาใช้เพื่อหา อิมพีแดนซ์ของสาย ของระบบไฟฟ้า และค่ากำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้าเสมือนของโหลด
- ขั้นตอนที่ 5: คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ด้วยวิธี นิวตัน-ราฟสัน เพื่อหาค่า กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
- ขั้นตอนที่ 6: กลับไปทำขั้นตอนที่ 3 โดยการปรับเปลี่ยนค่าแรงดันและค่าความถี่ และนำช่วงกำลังการผลิต กำลังไฟฟ้าจริงและเสมือน ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ มาสร้างเป็นบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้

จากขั้นตอนการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf}) ที่ได้อธิบายมาทั้ง 6 ขั้นตอน สามารถสรุปให้อยู่ในภาพแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 ขั้นตอนการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้

4.5.2 วิธีการประยุกต์ใช้งานบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึง การนำบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน-ราฟสัน มาประยุกต์ใช้ในการตรวจสอบว่ารีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่สามารถป้องกันการแยกตัวอิสระได้หรือไม่ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ขณะเกิดการแยกตัวอิสระจากการทำ งานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ขณะเกิดการลัดวงจรจะสามารถหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pt}) ในการตรวจสอบว่าจะสามารถป้องกันการแยกตัวอิสระได้หรือไม่ จะพิจารณาจากขนาดกำลังผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (P_{pv}) และ ขนาดกำลังผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือน ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Q_{pv}) ดังนี้

กรณีที่ 1 สามารถป้องกันการแยกตัวอิสระได้ ขนาดกำลังผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (P_{pv}) หรือ ขนาดกำลังผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Q_{pv}) จะไม่อยู่ภายในบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ นั่นก็คือขณะเกิดการแยกตัวอิสระขึ้น รีเลย์แรงดันหรือรีเลย์ความถี่ของ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จะตรวจจับความผิดปกติของแรงดันหรือความถี่ แล้วปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบ

กรณีที่ 2 ไม่สามารถป้องกันการแยกตัวอิสระได้ ขนาดกำลังผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (P_{pv}) และ ขนาดกำลังผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ (Q_{pv}) จะอยู่ภายใน บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ นั่นก็คือขณะเกิดการแยกตัวอิสระขึ้น รีเลย์แรงดันหรือรีเลย์ค วามถี่ของ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถตรวจจับความผิดปกติของแรงดันหรือความถี่ ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ยังคงจ่ายไฟทำให้เกิดการแยกตัวอิสระขึ้น

บทที่ 5

การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมด้วยวิธีจินเนติกอัลกอริทึม

ในบทที่ 3 สรุปได้ว่าการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าจะสามารถช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบไฟฟ้า โดยสามารถพิจารณาได้จากดัชนี SAIFI SAIDI และ ENS เนื่องจากขณะเกิดการลัดวงจร อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้า จะทำการเปิดวงจรขึ้น ทำให้บริเวณที่เชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟของการไฟฟ้าสามารถรับไฟฟ้าได้ตามปกติ อย่างไรก็ตามการเปิดวงจรนี้เองอาจส่งผลให้มีโอกาสเกิดการแยกตัวอิสระขึ้นได้ถ้าหากกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกับโหลด จนกระทั่งรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ของระบบผลิตไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ ซึ่งจะทำให้เกิดปัญหาต่างๆได้ ดังที่กล่าวไว้ในบทที่ 4 ดังนั้นการหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมจึงเป็นสิ่งสำคัญ

ในวิทยานิพนธ์ ฉบับนี้ได้เลือกใช้การ หาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วยโดยวิธี จินเนติกอัลกอริทึม (Genetic Algorithm: GA) เนื่องจากในปัจจุบันวิธีจินเนติกอัลกอริทึมเป็นที่ยอมรับในประสิทธิภาพในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่วิธีหนึ่ง และได้นำไปประยุกต์ใช้อย่างกว้างขวาง นอกจากนี้ยังลดความยุ่งยากในขั้นตอนต่างๆในการค้นหาลงไป [22]

ดังนั้นในบทที่ 5 จะกล่าวถึงวิธีการหาคำตอบที่เหมาะสมด้วยวิธีจินเนติกอัลกอริทึม (Genetic algorithm) โดยจะสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 หัวข้อ คือ

- 1) วัตถุประสงค์
- 2) ขั้นตอนในการแก้ปัญหา

5.1 วัตถุประสงค์

การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วม มีวัตถุประสงค์เพื่อหาค่าต่ำสุดของค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (ENS) แสดงดังสมการที่ (5.1) และมีเงื่อนไขบังคับต่างๆ แสดงดังสมการที่ (5.2) ถึง (5.5) รวมถึงเงื่อนไขการป้องกันการแยกตัวอิสระ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำวิธีการค้นหาคำตอบที่ เหมาะสมแบบจินเนติกอัลกอริทึม โดยมีฟังก์ชัน วัตถุประสงค์ (Objective function) และภายใต้เงื่อนไขบังคับ (Constraints) ดังต่อไปนี้

วัตถุประสงค์ (Objective function)

$$\text{Objective function } \text{Min } ENS = \sum_{t=1}^{NT} \sum_{p=1}^{NP} \sum_{l=1}^{NL} w_{t,p} \lambda_{t,p} r_{t,p} u_{t,p} P_l \quad (5.1)$$

โดย

NT	คือ	จำนวนประเภทของการลัดวงจร (ประเภท)
NP	คือ	จำนวนตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร (ตำแหน่ง)
NL	คือ	จำนวนจุดโหลด (จุดโหลด)
$w_{t,p}$	คือ	ความน่าจะเป็นในการเกิดการลัดวงจรประเภท t ณ เกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง p
$\lambda_{t,p}$	คือ	อัตราการเสียหายจุดโหลดในการเกิดการลัดวงจรประเภท t ณ เกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง p (ครั้งต่อปี)
$r_{t,p}$	คือ	ระยะเวลาในการซ่อมแซมจากการเกิดการลัดวงจรประเภท t ณ เกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง p (ชั่วโมง)
$u_{t,p}$	คือ	สถานะของแต่ละจุดโหลดว่าไฟดับหรือไม่จากการเกิดการลัดวงจรประเภท t ณ เกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่ง p โดย 1 แทน สถานะไฟดับ และ 0 แทน สถานะปกติ
P_l	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงบัสที่ i (MW)

เงื่อนไขบังคับ (Constraints)

- 1) กำลังไฟฟ้า จริง และ เสมือน ที่บัสใดๆ ต้องสมดุลตามเงื่อนไขของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_{g_j} - P_{d_j} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j) \quad ; j = 2, \dots, nbus \quad (5.2)$$

$$Q_{g_j} - Q_{d_j} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j) \quad ; j = 2, \dots, nbus \quad (5.3)$$

โดย

P_{g_i}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
Q_{g_i}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
P_{d_i}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงบัสที่ i (p.u.)
Q_{d_i}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนบัสที่ i (p.u.)
$V_i \angle \beta_i$	คือ	เฟสเซอร์ของแรงดันบัสที่ i (p.u.)
$Y_{ij} \angle \theta_{ij}$	คือ	ค่าสมาชิกที่ตำแหน่ง (i,j) ของบัสแอดมิตแตนซ์ (p.u.)

2) กำลังไฟฟ้าปรากฏที่ไหลในสายต้องมีค่าไม่เกินพิกัดของสายส่งแต่ละเส้น

$$|S_{ij}| \leq S_{ij,max} \quad (5.4)$$

โดย

S_{ij}	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏในสายที่ไหลจากบัสที่ i ไปบัสที่ j (MVA)
$S_{ij,max}$	คือ	ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าปรากฏในสายที่ไหลจากบัสที่ i ไปบัสที่ j (MVA)

3) แรงดันไฟฟ้าในแต่ละบัสต้องอยู่ในช่วงพิกัดที่กำหนด

$$V_{bus_i,min} \leq V_{bus_i} \leq V_{bus_i,max} \quad (5.5)$$

โดย

V_{bus_i}	คือ	ค่าแรงดันไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
$V_{bus_i,min}$	คือ	ค่าพิกัดน้อยที่สุดของแรงดันไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
$V_{bus_i,max}$	คือ	ค่าพิกัดมากที่สุดของแรงดันไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)

4) การป้องกันการแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding)

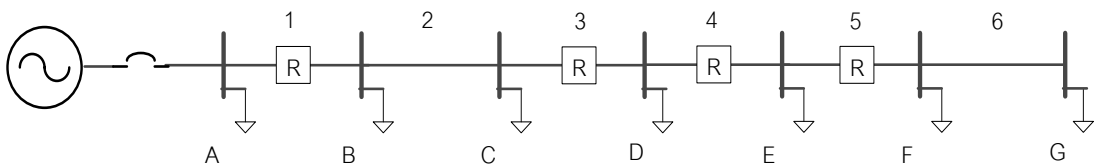
จุดทำงานของกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้าเสมือน จะไม่อยู่ภายในบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pt}) ดังได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 4.5

5.2 ขั้นตอนในการแก้ปัญหา

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ ประยุกต์ใช้วิธีการค้นหาคำตอบที่เหมาะสม แบบจินเนติก อัลกอริทึม ซึ่งเป็นวิธีการหาค่าที่ดีที่สุดแบบสุ่ม (Stochastic optimization) เพื่อหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระของระบบจำหน่ายไฟฟ้า สามารถแบ่งออกเป็น 7 ขั้นตอนที่สำคัญ ดังนี้

5.2.1 การลงรหัสสำหรับการหาตำแหน่งติดตั้งรีโคลสเซอร์ในสาย

การลงรหัสจะใช้เลขฐานสองแทนโครโมโซม โดยแสดงตัวอย่าง การกำหนดตำแหน่งการติดตั้ง รีโคลสเซอร์ที่สายต่างๆ ภาพที่ 5.1



ภาพที่ 5.1 ตัวอย่างการลงรหัสสำหรับการติดตั้งรีโคลสเซอร์ในสาย

จากภาพที่ 5.1 จะทำการสมมุติให้ติดตั้งรีโคลสเซอร์ที่สายทั้งหมด 4 ตัวโดยอยู่ที่ตำแหน่งสายที่ 1, 3, 4 และ 5 ซึ่งจะสามารถลงรหัสเป็นเลขฐานสองดังแสดงใน ตารางที่ 5.1 เพื่อใช้ในขั้นตอนต่อไป

ตารางที่ 5.1 ตัวอย่างการลงรหัสสำหรับการติดตั้งรีโคลสเซอร์ในสาย

สายที่ติดตั้งรีโคลสเซอร์	รหัสที่ใช้แทนตำแหน่งการติดตั้งรีโคลสเซอร์		
1	0	0	0
3	0	1	0
4	0	1	1
5	1	0	0

5.2.2 การสร้างประชากรเริ่มต้น

การสร้างประชากรเริ่มต้น หมายถึง การสุ่มหา รูปแบบของตำแหน่งติดตั้งรีโกลสเซอร์ในสายขึ้นมาจำนวนหนึ่ง โดยจำนวนประชากรเริ่มต้นจะมีผลต่อความหลากหลายของโครโมโซมที่จะใช้ในขั้นตอนต่อไป และเวลาที่ใช้ในการคำนวณเพื่อหาคำตอบที่เหมาะสม

5.2.3 การประเมินค่าความเหมาะสมและการคัดเลือกโครโมโซม

ในการประเมินค่าความเหมาะสมและ การคัดเลือกโครโมโซมที่จะอยู่รอดต่อไปเพื่อนำไปเป็นโครโมโซมรุ่นพ่อรุ่นแม่ให้กับโครโมโซมลูกหลานในรุ่นต่อไป จะพิจารณาจากค่าความเหมาะสมของโครโมโซมแต่ละตัว โดยจะใช้อ้างอิงจากหลักธรรมชาติที่ว่าถ้าโครโมโซมใดมีค่าความเหมาะสมสูง (Fitness value มีค่ามาก) ก็มีโอกาที่จะอยู่รอดมาก ส่วนโครโมโซมที่มีค่าความเหมาะสมต่ำ (Fitness value มีค่าน้อย) โดยโครโมโซมแต่ละชุดจะถูกประเมินความเหมาะสมด้วยสมการที่ (5.6) และ (5.7) ดังนี้

$$f_i(x) = \frac{1}{ENS_i + penalty_i} \quad (5.6)$$

โดย

$f_i(x)$	คือ	ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมลำดับที่ i (Fitness Value)
ENS_i	คือ	ค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการของโครโมโซมลำดับที่ i (MW)
$penalty_i$	คือ	ค่าปรับโทษจากการละเมิดเงื่อนไขของโครโมโซมลำดับที่ i (MW)

โดย

$$penalty = penIsland = ENS_{\max} \left(\frac{N_{island}}{N_{island, \max}} \right) \quad (5.7)$$

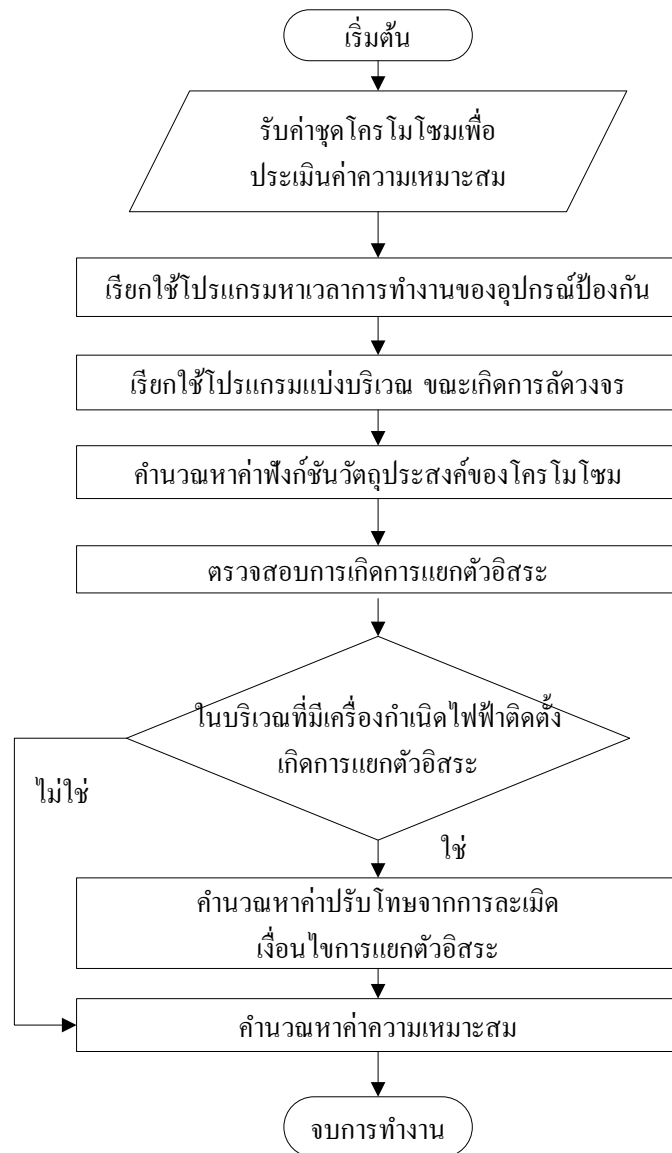
โดย

ENS_{\max}	คือ	ค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการสูงสุด (MWh)
N_{island}	คือ	จำนวนครั้งที่มีโอกาสเกิดการแยกตัวอิสระขึ้น (ครั้ง)
$N_{island, \max}$	คือ	จำนวนครั้งสูงสุดที่มีโอกาสเกิดการแยกตัวอิสระขึ้น (ครั้ง)

ขั้นตอนการประเมินค่าความเหมาะสมเป็นกระบวนการหนึ่งที่อยู่ในขั้นตอนวิธีพันธุกรรม ซึ่งมีหน้าที่พิจารณาความเหมาะสมของ ชุดตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า สามารถสรุปได้เป็น 6 ขั้นตอน ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1: รับค่าชุดโครโมโซมที่ต้องการประเมินค่าความเหมาะสม
- ขั้นตอนที่ 2: นำค่าโครโมโซมที่ได้มาทำการแปลงรหัสให้อยู่ในรูปของตำแหน่งรีโคสเซอร์ ดังหัวข้อที่ 5.2.7 และหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน โดยโปรแกรมหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน
- ขั้นตอนที่ 3: นำเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันมาเรียงลำดับการทำงาน เพื่อมาพิจารณาการแบ่งบริเวณต่างๆ ของระบบไฟฟ้า ที่เกิดจากการเปิดวงจรของอุปกรณ์ป้องกัน โดยโปรแกรมแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร
- ขั้นตอนที่ 4: คำนวณหาค่าพลังงานที่จ่ายไม่พอ ขณะเกิดการลัดวงจร ณ ตำแหน่งใดๆ สำหรับประเภทการลัดวงจรใดๆ
- ขั้นตอนที่ 5: ตรวจสอบการเกิดการแยกตัวอิสระจากบริเวณต่างๆ คำนวณค่าปรับโทษจากการเกิดการแยกตัวอิสระ
- ขั้นตอนที่ 6: กลับไปทำขั้นตอนที่ 2 โดยการปรับเปลี่ยน ตำแหน่งการเกิดการลัดวงจร และประเภทของการเกิดการลัดวงจร จนกระทั่งครบทุกตำแหน่งลัดวงจร ครบทุกประเภทลัดวงจร จะได้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของโครโมโซม แสดงดังสมการที่ (5.1)

ขั้นตอนการประเมินค่าความเหมาะสมเป็นกระบวนการหนึ่งที่อยู่ในขั้นตอนวิธีพันธุกรรม ซึ่งมีหน้าที่พิจารณาความเหมาะสมของ ชุดตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่ได้อธิบายมาทั้ง 6 ขั้นตอน สามารถสรุปให้อยู่ในภาพแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 5.2



ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการประเมินค่าความเหมาะสม

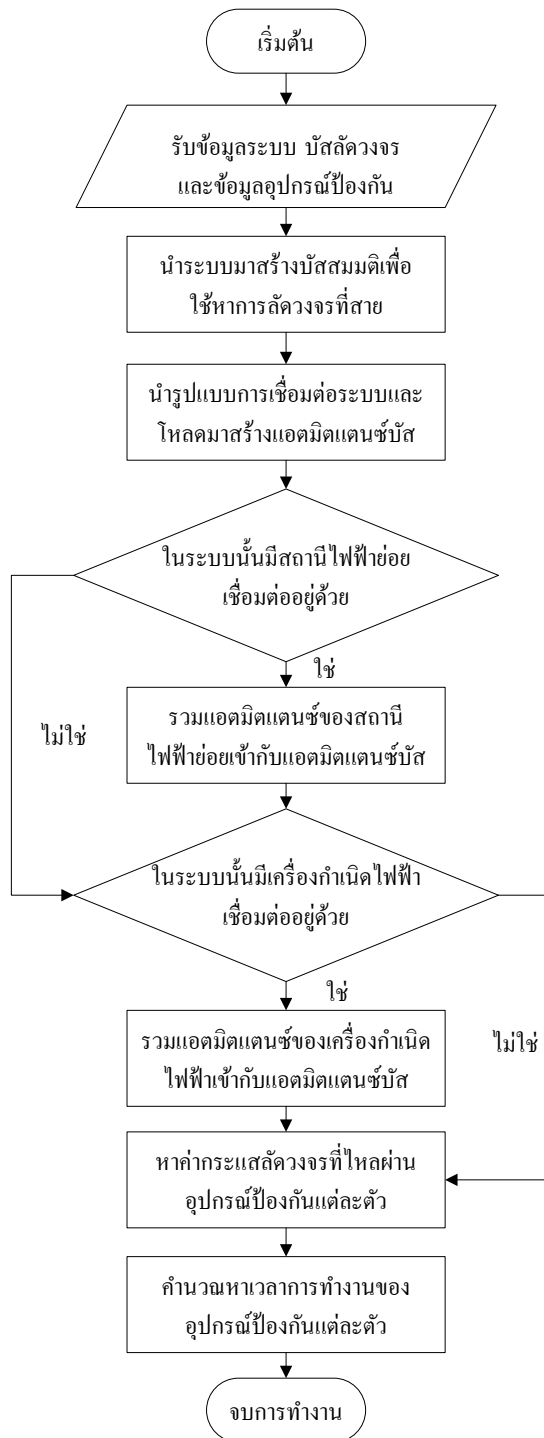
โดยขั้นตอนที่สำคัญในการประเมินค่าความเหมาะสมประกอบด้วย 2 ขั้นตอน ดังนี้

- ขั้นตอนการหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ซึ่งสรุปให้อยู่ในแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 5.3
- ขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร ซึ่งสรุปให้อยู่ในแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 5.4 และ ภาพที่ 5.5

ขั้นตอนการหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า สามารถสรุปได้ออกมาเป็น 4 ขั้นตอน ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1: รับข้อมูลระบบไฟฟ้า อุปกรณ์ป้องกัน ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร และประเภทของการลัดวงจร
- ขั้นตอนที่ 2: นำข้อมูลระบบไฟฟ้ามาสร้างแอดมิตแตนซ์บัล และเปลี่ยนโหลดไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าย่อย และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้กลายเป็นแอดมิตแตนซ์ เพื่อนำมารวมกับแอดมิตแตนซ์บัล
- ขั้นตอนที่ 3: คำนวณหาค่ากระแสลัดวงจร รายละเอียดตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 2.1
- ขั้นตอนที่ 4: คำนวณหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตำแหน่ง รายละเอียดตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 2.2

จากขั้นตอนการหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่ได้อธิบายมาทั้ง 4 ขั้นตอน สามารถสรุปให้อยู่ในภาพแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 5.3



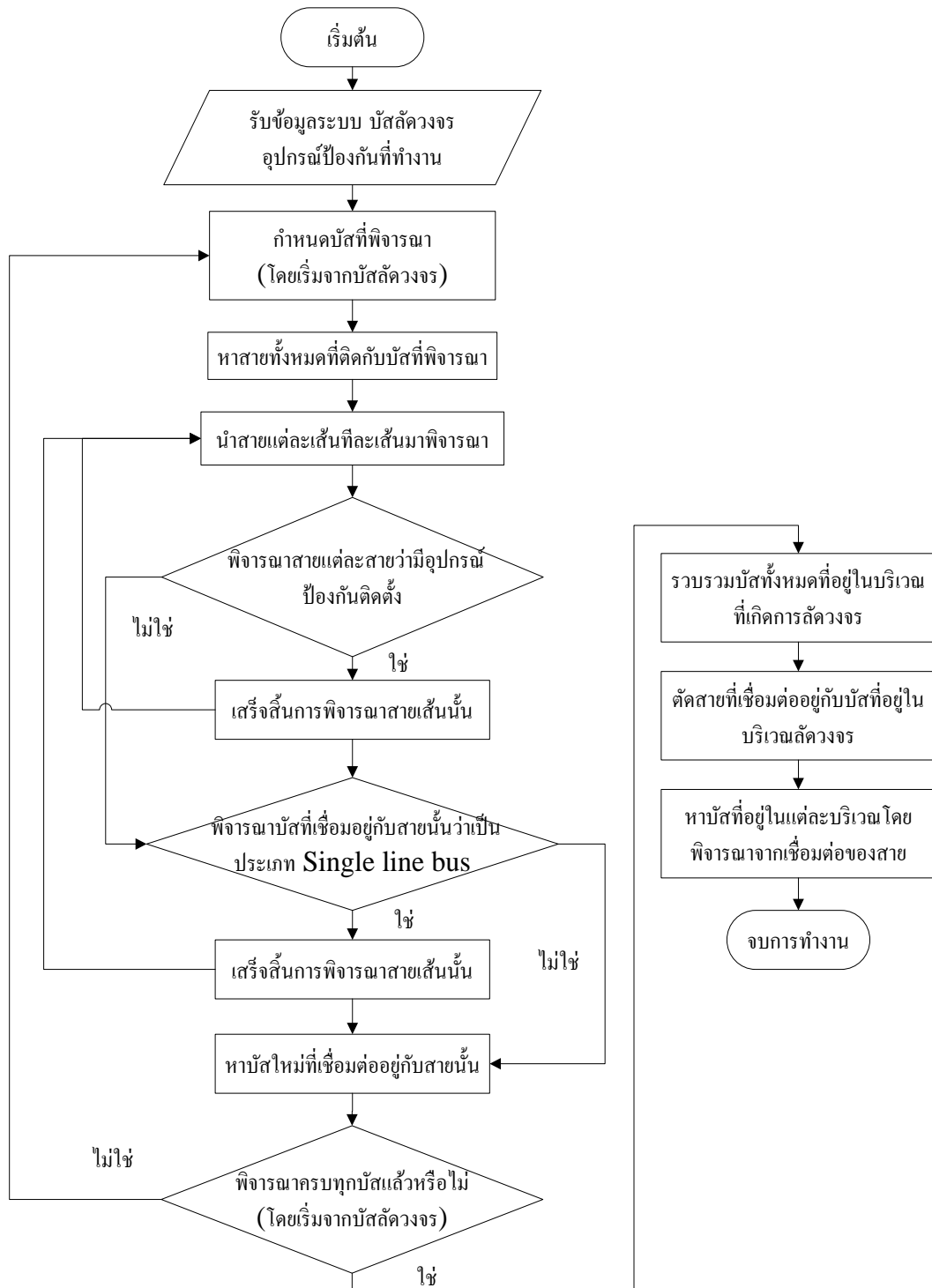
ภาพที่ 5.3 ขั้นตอนการหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า

และขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร สามารถแบ่งได้เป็น 2 กรณีดังนี้

- กรณีที่ 1 พิจารณาลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าจากความห่างระหว่างตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรกับตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า นั่นก็คือ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าตำแหน่งที่ใกล้ตำแหน่งเกิดการลัดวงจรที่สุด จะทำงานเป็นลำดับแรก โดยสามารถสรุปได้ออกมาเป็น 6 ขั้นตอน ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1: รับข้อมูลระบบไฟฟ้า ตำแหน่ง ของ อุปกรณ์ป้องกัน และ ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร
- ขั้นตอนที่ 2: กำหนดบัสที่พิจารณา โดยเริ่มจากบัสที่เกิดการลัดวงจร (กรณีที่เกิดการลัดวงจรที่สาย ให้เปรียบเป็นเสมือนบัสเสมือน) และหาสายที่เชื่อมต่อกับบัสนั้น
- ขั้นตอนที่ 3: นำเซตของสายที่เชื่อมต่อกับบัสนั้นมาพิจารณาว่าเป็นสายที่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ทำงานหรือไม่
- กรณีที่สายนั้นมีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ทำงาน จะตัดสายนั้นออกจากเซตของสายที่พิจารณา
 - กรณีที่สายนั้นไม่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ทำงาน จะเก็บสายนั้นเข้าเซตของสายที่พิจารณาต่อไป
- ขั้นตอนที่ 4: นำเซตของสายที่เชื่อมต่อกับบัส นั้นที่เหลือมาพิจารณาว่าเป็นสาย ที่เชื่อมต่อกับบัสปลายทาง (Single line bus) หรือไม่
- กรณีที่สายนั้นเป็นสายที่เชื่อมต่อกับบัสปลายทาง จะตัดสายนั้นออกจากเซตของสายที่พิจารณา
 - กรณีที่สายนั้นเป็นสายที่เชื่อมต่อกับบัสปลายทาง จะเก็บสายนั้นเข้าเซตของสายที่พิจารณาต่อไป
- ขั้นตอนที่ 5: นำเซตของ สายที่เชื่อมต่อกับบัส นั้นที่เหลือมา หาเซตของบัสที่จะพิจารณา และย้อนกลับไปทำขั้นตอนที่ 2 ทำจนกระทั่งไม่มีสมา ชิกบัสในเซตของบัสที่จะพิจารณา
- ขั้นตอนที่ 6: รวบรวมบัสทั้งหมดที่ได้พิจารณา (บัสทั้งหมดที่อยู่ในบริเวณที่เกิดการลัดวงจร) และหาบัสแต่ละบริเวณ โดยพิจารณาจากการเชื่อมต่อของสาย

จากขั้นตอนการหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในกรณีแรก ที่ได้อธิบายมา ทั้ง 6 ขั้นตอน สามารถสรุปให้อยู่ในภาพแผนผังการทำงานได้ดังภาพที่ 5.4



ภาพที่ 5.4 ขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรกรณีแรก

- กรณีที่ 2 พิจารณาว่าลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าจาก เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ซึ่งขึ้นอยู่กับค่ากระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกัน สามารถสรุปได้เป็น 5 ขั้นตอน ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1: รับข้อมูลระบบไฟฟ้า ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร ตรวจสอบว่าอุปกรณ์นั้นเมื่ออยู่ในบริเวณเกิดการลัดวงจรหรือไม่

- กรณีที่มีให้ทำการตัดสายนั้นออกจากระบบไฟฟ้า
- กรณีที่มีให้ทำการหาอุปกรณ์ป้องกันลำดับถัดไป

ขั้นตอนที่ 2: กำหนดบัสที่พิจารณา โดยเริ่มจากบัสที่ 1 และหาสายที่เชื่อมต่อกับบัสนั้น

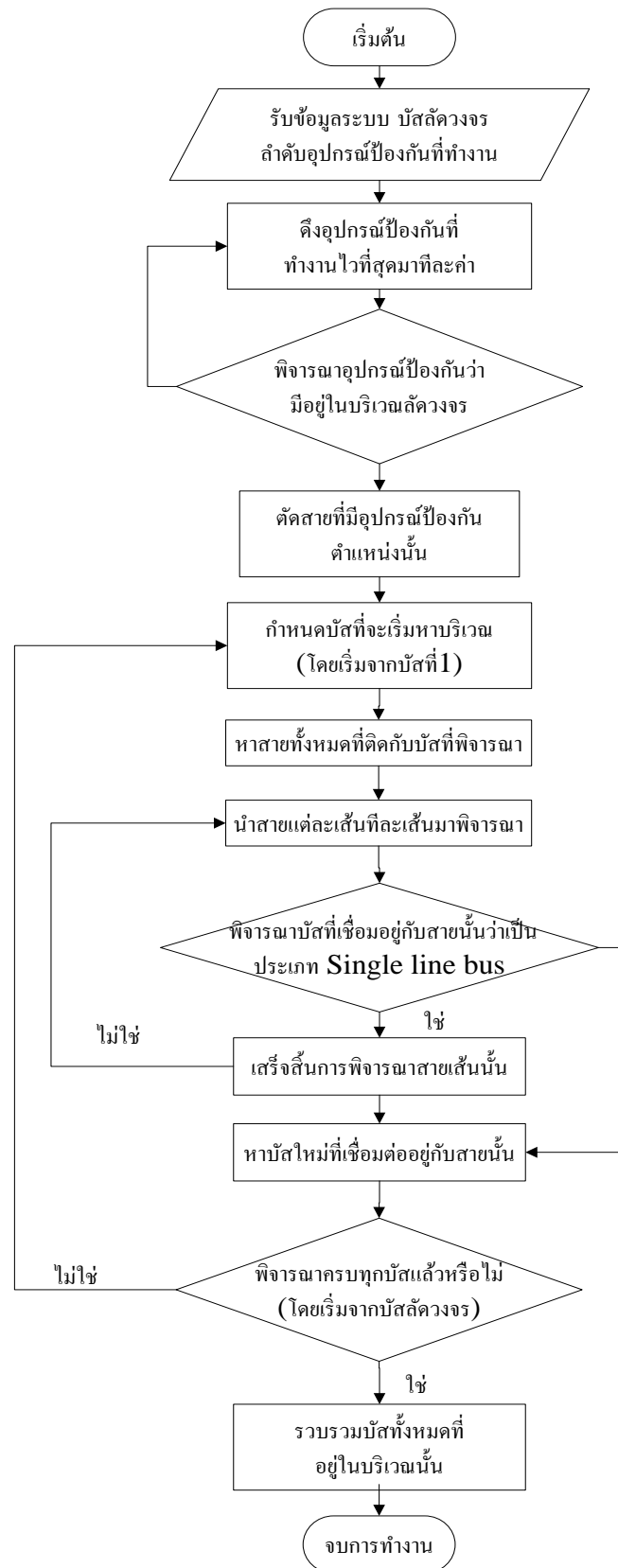
ขั้นตอนที่ 3: นำเซตของสายที่เชื่อมต่อกับบัส นั้นที่เหลื้อมาพิจารณาว่าเป็นสาย ที่เชื่อมต่อกับบัสปลายทาง (Single line bus) หรือไม่

- กรณีที่สายนั้นเป็นสายที่เชื่อมต่อกับบัสปลายทาง จะตัดสายนี้ นอกรจากเซตของสายที่พิจารณา
- กรณีที่สายนั้นเป็นสายที่เชื่อมต่อกับบัสปลายทาง จะเก็บสายนั้นเข้าเซตของสายที่พิจารณาต่อไป

ขั้นตอนที่ 4: นำเซตของ สายที่เชื่อมต่อกับบัส นั้นที่เหลื้อมา หาเซตของบัสที่จะพิจารณาและย้อนกลับไปทำขั้นตอนที่ 2 ทำจนกระทั่งไม่มีสมาชิกบัสในเซตของบัสที่จะพิจารณา

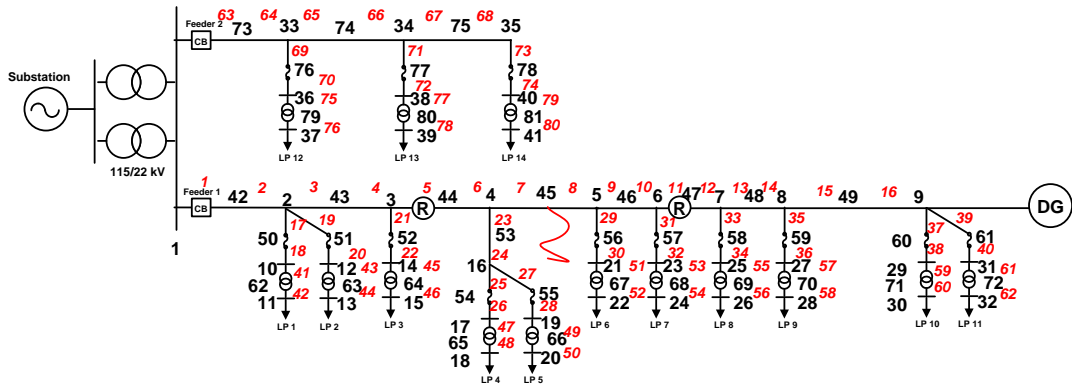
ขั้นตอนที่ 5: รวบรวมบัสทั้งหมดที่ได้พิจารณามา (บัสทั้งหมดที่อยู่ในบริเวณที่เกิดการลัดวงจร) และหาบัสแต่ละบริเวณ โดยพิจารณาจากการเชื่อมต่อของสาย

จากขั้นตอนการหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในกรณีที่สอง ที่ได้อธิบายมาทั้ง 5 ขั้นตอน สามารถสรุปให้อยู่ในภาพแผนผังการทำงานได้ดัง ภาพที่ 5.5



ภาพที่ 5.5 ขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรกรณีที่สอง

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ แสดงตัวอย่างการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรกรณีที หนึ่ง โดยจะทำการติดตั้งรีโคลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 47 ซึ่งสมมติให้เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 45 ซึ่งเป็นบัสที่เพิ่มเข้ามาแทนการลัดวงจร ณ สายไฟฟ้า และตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทั้งหมดของระบบไฟฟ้างภาพที่ 5.6



ภาพที่ 5.6 ตัวอย่างระบบไฟฟ้าที่ใช้อธิบายขั้นตอนการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร

ในการคำนวณหาการแบ่งบริเวณในรอบที่ 1 โดยจะเริ่มจากบัสที่ 45 ซึ่งเชื่อมต่อกับสายที่ 7 และ 8 ซึ่งเราจะนำสายไฟฟ้าเหล่านี้มาพิจารณาว่าเป็นสายที่ต้องนำมาหาบัสที่เชื่อมต่อบัสถัดไปหรือไม่ โดยจะพิจารณาจากลักษณะของสาย ไฟฟ้า โดยมีการแบ่งลักษณะของสายออกเป็น 3 ลักษณะ ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 คุณสมบัติของสายไฟฟ้าในลักษณะต่างๆ

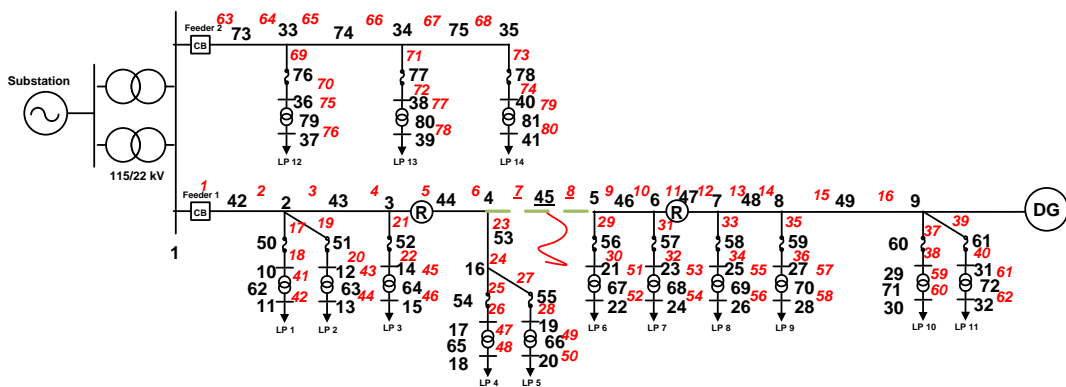
ลักษณะสายที่	คุณสมบัติ	พิจารณาต่อหรือไม่
0	สายที่ไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันหรืออุปกรณ์ป้องกัน แต่ไม่สามารถตรวจจับการลัดวงจรได้ และไม่เชื่อมต่อกับ บัสปลายทาง	พิจารณา
1	สายที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันและอุปกรณ์ป้องกัน สามารถตรวจจับการลัดวงจรได้	ไม่พิจารณา
2	สายที่เชื่อมต่อกับบัสปลายทาง	ไม่พิจารณา

จากการวิเคราะห์ลักษณะของสายไฟฟ้าเส้นต่างๆ สามารถสรุปออกมาได้ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 คุณสมบัติของสายในลักษณะต่างๆในรอบที่ 1

สายที่พิจารณา	7	8
เชื่อมต่อกับบัส	4	5
ลักษณะของสาย	0	0
นำมาพิจารณาต่อหรือไม่	พิจารณา	พิจารณา

ดังนั้นในรอบที่ 1 สามารถสรุปการพิจารณาบัสและสาย โดยสังเกตได้จากหมายเลขของบัสและสายที่พิจารณาแล้วจะถูกขีดเส้นใต้ ดังแสดงในภาพที่ 5.7



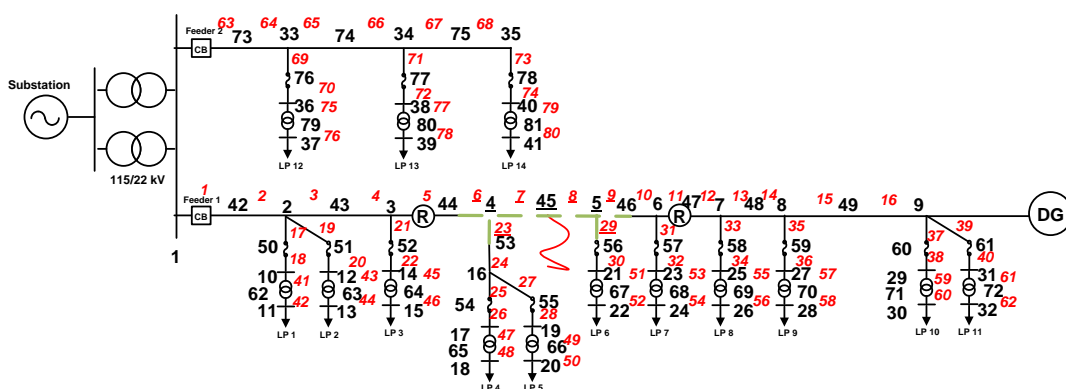
ภาพที่ 5.7 ตัวอย่างการพิจารณาบัสและสายในรอบที่ 1

ในการคำนวณหาการแบ่งบริเวณในรอบที่ 2 โดยจะเริ่มจากบัสที่ 4 และ 5 ซึ่งเชื่อมต่อกับสายที่ 6, 23, 9 และ 29 ซึ่งเราจะนำสายไฟฟ้าเหล่านี้มาพิจารณาว่าเป็นสายที่ต้องนำมาหาบัสที่เชื่อมต่อกับบัสถัดไปหรือไม่ โดยจะพิจารณาจากลักษณะของสาย ไฟฟ้า จากการวิเคราะห์ลักษณะของสายเส้นต่างๆ สามารถสรุปออกมาได้ดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 คุณสมบัติของสายในลักษณะต่างๆในรอบที่ 2

สายที่พิจารณา	6	9	23	29
เชื่อมต่อกับบัส	44	46	53	56
ลักษณะของสาย	0	0	0	0
นำมาพิจารณาต่อหรือไม่	พิจารณา	พิจารณา	พิจารณา	พิจารณา

ดังนั้นในรอบที่ 2 สามารถสรุปการพิจารณาบัสและสาย โดยสังเกตได้จากหมายเลขของบัสและสายที่พิจารณาแล้วจะถูกขีดเส้นใต้ ดังแสดงในภาพที่ 5.8



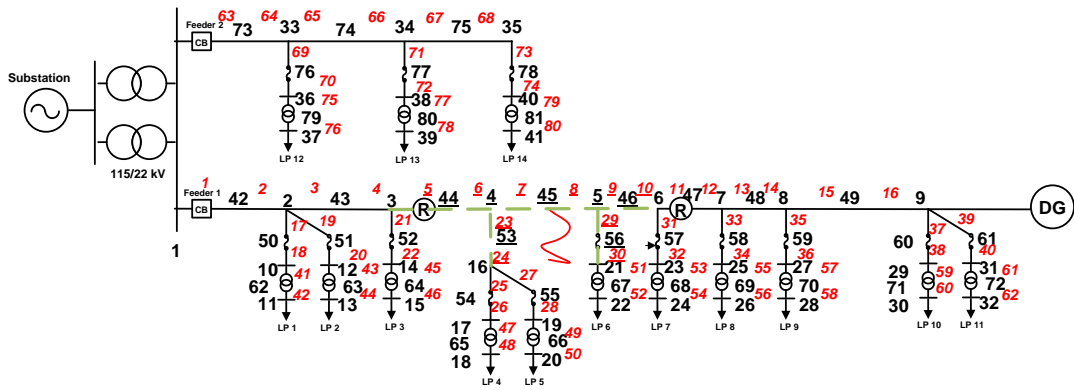
ภาพที่ 5.8 ตัวอย่างการพิจารณาบัสและสายในรอบที่ 2

ในการคำนวณหาการแบ่งบริเวณในรอบที่ 3 โดยจะเริ่มจากบัสที่ 6, 9, 23 และ 29 ซึ่งเชื่อมต่อกับสายที่ 44, 46, 53 และ 56 ซึ่งเราจะนำสายไฟฟ้าเหล่านี้มาพิจารณาว่าเป็นสายที่ต้องนำมาหาบัสที่เชื่อมต่อบัสถัดไปหรือไม่ โดยจะพิจารณาจากลักษณะของสายไฟฟ้า จากการวิเคราะห์ลักษณะของสายเส้นต่างๆ สามารถสรุปออกมาได้ดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 คุณสมบัติของสายในลักษณะต่างๆในรอบที่ 3

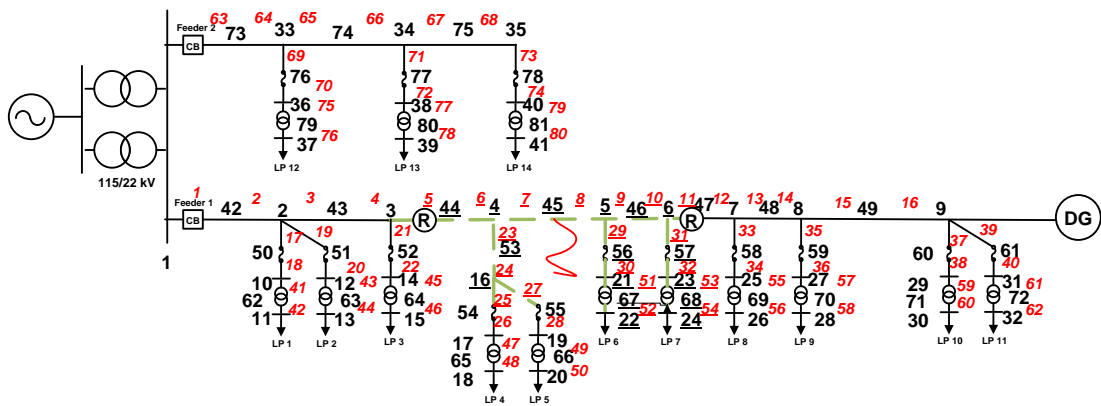
สายที่พิจารณา	6	9	23	29
เชื่อมต่อกับบัส	44	46	53	56
ลักษณะของสาย	0	0	0	0
นำมาพิจารณาต่อหรือไม่	พิจารณา	พิจารณา	พิจารณา	พิจารณา

ดังนั้นในรอบที่ 3 สามารถสรุปการพิจารณาบัสและสาย โดยสังเกตได้จากหมายเลขของบัสและสายที่พิจารณาแล้วจะถูกขีดเส้นใต้ ดังแสดงในภาพที่ 5.9



ภาพที่ 5.9 ตัวอย่างการพิจารณาบัสและสายในรอบที่ 3

โดยจะทำการคำนวณซ้ำในลักษณะนี้ จนกระทั่งไม่มีบัสและสายที่จะต้องพิจารณา และจะรวบรวมบัสทั้งหมดที่พิจารณา ซึ่งนั่นก็คือบัสทั้งหมดที่อยู่ในบริเวณหนึ่ง ดังแสดงในภาพที่ 5.10



ภาพที่ 5.10 ตัวอย่างการพิจารณาบัสและสายในรอบสุดท้าย

ขณะเกิดการลัดวงจร และจะทำการแบ่งบริเวณในลักษณะนี้สำหรับทุกบริเวณ โดยจะได้บริเวณต่างๆ ขณะเกิดการลัดวงจร เพื่อที่จะนำบริเวณเหล่านั้นมาคำนวณนั้นขั้นต่อไป โดยหลักการในการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรกรณีที่สอง จะมีลักษณะคล้ายกับการแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจรกรณีทีหนึ่ง โดยจะมีกา รเพิ่มการคำนวณหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ ป้องกันดังภาพที่ 5.5

หลังจากที่ได้ประเมินค่าความเหมาะสมโดยประยุกต์ใช้ขั้นตอนการหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและขั้นตอน การแบ่งบริเวณขณะเกิดการลัดวงจร ขั้นตอนต่อไป คือ การคัดเลือกโครโมโซมรุ่นพ่อรุ่นแม่

โดยจะทำการคัดเลือก โครโมโซมที่จะอยู่รอดต่อไปเพื่อนำไปเป็นโครโมโซมรุ่นพ่อรุ่นแม่ให้กับโครโมโซมลูกหลานในรุ่นต่อไป ดังแสดงในสมการที่ (5.8)

$$P_{selection} = \left(\frac{f_i(x)}{\sum_{i=1}^n f_i(x)} \right) \times 100 \quad (5.8)$$

โดย

$P_{selection}$	คือ	ค่าความน่าจะเป็นในถูกเลือกของโครโมโซมแต่ละชุด
$f_i(x)$	คือ	ค่าความเหมาะสมของโครโมโซมลำดับที่ i (Fitness value)
n	คือ	จำนวนประชากรโครโมโซมทั้งหมด (โครโมโซม)

5.2.4 การข้ามสายพันธุ์

หลังจากขั้นตอนการคัดเลือกสายพันธุ์จะได้โครโมโซมรุ่นพ่อรุ่นแม่ เพื่อนำมาสร้าง โครโมโซมรุ่นลูก ในขั้นตอนการข้ามสายพันธุ์นี้จะทำการสลับบิตโครโมโซมรุ่นพ่อกับโครโมโซมรุ่นแม่บางตำแหน่งเพื่อให้เกิดโครโมโซมใหม่ขึ้นมากลายเป็นโครโมโซมรุ่นลูก ในขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนที่สำคัญของจินเนติกอัลกอริทึม เนื่องจากการทำให้โครโมโซมรุ่นลูกที่เกิดขึ้นมาใหม่นั้น จะได้รับส่วนดีจากโครโมโซมรุ่นพ่อรุ่นแม่ และเพิ่มโอกาสการเจอชุดโครโมโซมใหม่ๆจากการสลับบิตอีกด้วย ในการสลับบิตนั้นเราจะมีกำหนด ความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ (Probability of crossover: P_c) เพื่อเป็นดัชนีในการบอกว่าจะทำการสลับบิตในโครโมโซมหรือไม่ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้การข้ามสายพันธุ์แบบสม่ำเสมอ (Uniform crossover) ซึ่งมีขั้นตอนในการข้ามสายพันธุ์ดังนี้

- 1) การสุ่มโครโมโซมเปรียบเทียบซึ่งประกอบไปด้วยค่าระหว่าง 0 ถึง 1 และมีขนาดเท่ากับขนาดของโครโมโซม 1 ชุด
- 2) การเปรียบเทียบค่าที่ละบิตระหว่างโครโมโซมเปรียบเทียบ กับค่าความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ตามเงื่อนไขในสมการที่ (5.9)

$$Random > P_c \quad (5.9)$$

โดย

$Random$ คือ ค่าระหว่าง 0 ถึง 1 ที่ถูกสุ่มขึ้นมาด้วยค่าความน่าจะเป็นที่เท่ากัน
 P_c คือ ความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์

- 3) ทำการสลับบิตระหว่างโครโมโซมรุ่นพ่อกับโครโมโซมรุ่นแม่ ในตำแหน่งบิตที่ค่าเลขสุ่มในโครโมโซมเปรียบเทียบสูงกว่าความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์ แต่จะไม่ทำการสลับบิตในตำแหน่งบิตที่ค่าเลขสุ่มในโครโมโซมเปรียบเทียบต่ำกว่าความน่าจะเป็นของการข้ามสายพันธุ์

จะทำการเปรียบเทียบค่าของโครโมโซมทีละบิต และกระบวนการนี้จะถูกทำซ้ำ จนได้จำนวนโครโมโซมรุ่นลูกครบตามจำนวนที่กำหนดไว้

5.2.5 การผ่าเหล่า

ในขั้นตอนนี้จะเป็นการเปลี่ยนแปลงโครโมโซมรุ่นลูกเพื่อให้เกิดความหลากหลายขึ้น มีผลให้การค้นหาคำตอบที่เกิดขึ้นในจินเนติกอัลกอริทึมมีความทั่วถึงยิ่งขึ้น และยังเป็นขั้นตอนในการแก้ไขการลู่เข้าก่อนกำหนด ดังนั้นในขั้นตอนนี้ถือเป็นอีกขั้นตอนที่สำคัญ สามารถสรุปได้ว่า การผ่าเหล่าเป็นการทำให้คำตอบจากจินเนติกอัลกอริทึมเป็นคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในทุกบริเวณ โดยใช้วิธีการสลับบิตภายในโครโมโซมเอง โดยมีการกำหนดความน่าจะเป็นค่าหนึ่งซึ่งเรียกว่า ความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า (Probability of mutation: P_m) เพื่อเป็นดัชนีในการบอกว่า จะทำการสลับบิตในโครโมโซมหรือไม่ ซึ่งมีขั้นตอนในการผ่าเหล่าดังนี้

- 1) การสุ่มโครโมโซมเปรียบเทียบซึ่งประกอบไปด้วยค่าระหว่าง 0 ถึง 1 และมีขนาดเท่ากับขนาดของโครโมโซม 1 ชุด

การเปรียบเทียบค่าทีละบิตระหว่างโครโมโซมเปรียบเทียบกับค่าความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่าตามเงื่อนไขในสมการที่ (5.10)

$$Random > P_m \quad (5.10)$$

โดย

$Random$ คือ ค่าระหว่าง 0 ถึง 1 ที่ถูกสุ่มขึ้นมาด้วยค่าความน่าจะเป็นที่เท่ากัน
 P_m คือ ความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า

- 2) ทำการสลับบิตภายในโครโมโซมจาก 0 เป็น 1 หรือ จาก 1 เป็น 0 ในตำแหน่งบิตที่ค่าเลขสุ่มในโครโมโซมเปรียบเทียบสูงกว่าความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า แต่จะไม่ทำการสลับบิตในตำแหน่งบิตที่ค่าเลขสุ่มในโครโมโซมเปรียบเทียบต่ำกว่าความน่าจะเป็นของการผ่าเหล่า

จะทำการเปรียบเทียบค่าของโครโมโซมทีละบิต และกระบวนการนี้จะถูกทำซ้ำจนได้จำนวนโครโมโซมรุ่นลูกครบตามจำนวนที่กำหนดไว้

5.2.6 การตรวจสอบเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เงื่อนไขการหยุดการคำนวณของขั้นตอนวิธีพันธุกรรม คือ จะหยุดหาคำตอบเมื่อชุดโครโมโซมที่ดีที่สุดไม่มีการเปลี่ยนแปลงครบจำนวนครั้งที่กำหนดไว้

5.2.7 การถอดรหัสสำหรับการหาตำแหน่งติดตั้งรีโคสเซอร์ในสาย

หลังจากได้จุดคำตอบที่เป็นคำตอบที่เหมาะสมแล้ว ต้องทำการเปลี่ยนจุดคำตอบนั้นให้กลายเป็นตำแหน่งการติดตั้งรีโคสเซอร์ในสายต่างๆ ด้วยหลักการเช่นเดียวกับการลงรหัสสำหรับการหาตำแหน่งติดตั้งรีโคสเซอร์

บทที่ 6

การทดสอบ

ในบทนี้จะนำเสนอวิธีตรวจจับการแยกตัวอิสระ โดยอาศัยรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์อาทิตย์ จากบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) และบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_p) ที่ได้นำเสนอในบทที่ 4 รวมทั้งจะนำวิธีตรวจจับการแยกตัวอิสระมาประยุกต์ใช้ในการหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย

ในบทนี้จะกล่าวถึง การทดสอบการตรวจจับการแยกตัวอิสระ และ การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย โดยจะสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 หัวข้อคือ

- 1) ระบบทดสอบ
- 2) วิธีการทดสอบ
- 3) ผลการทดสอบ

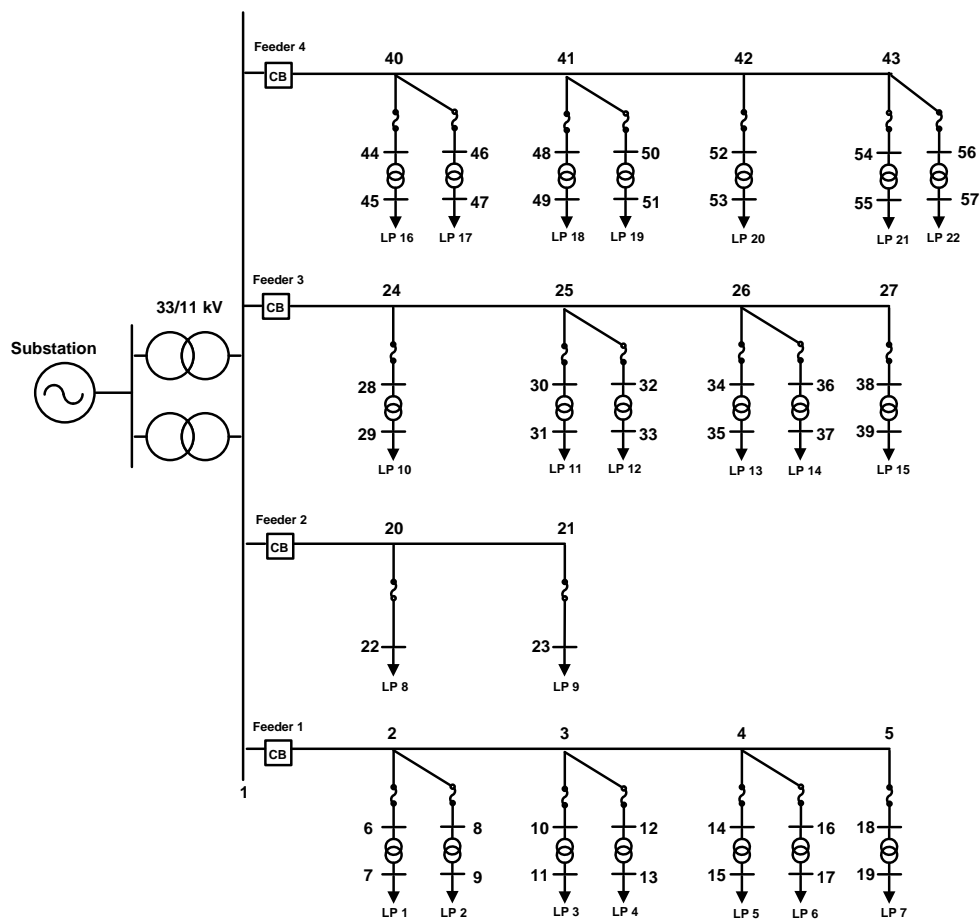
6.1 ระบบทดสอบ

การทดสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะทำการทดสอบกับระบบ ไฟฟ้า RBTS Bus 2 และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ระบบไฟฟ้าบ้านเลน) เพื่อนำมาศึกษา วิธีตรวจจับการแยกตัวอิสระ โดยอาศัยรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์อาทิตย์ และการหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจำหน่ายต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 2 หัวข้อย่อย คือ

- ระบบไฟฟ้า RBTS Bus2
- ระบบไฟฟ้าดัดแปลงจากระบบไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ระบบไฟฟ้าบ้านเลน)

6.1.1 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2

ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 มีบัสทั้งหมด 57 บัส ซึ่งกำหนดให้สถานีไฟฟ้าย่อยอยู่ ณ บัสที่ 1 ระบบไฟฟ้าที่มีขนาดแรงดัน 11 kV และมีสายป้อนหลัก 4 สายป้อน ซึ่งแต่ละสายป้อนจะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าสายป้อนติดตั้งที่ต้นทาง และมีจุดโหลดทั้งสิ้น 22 จุดโหลด ซึ่งแต่ละสายจะมีฟิวส์เป็น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า รวมถึงกำหนดให้หม้อแปลงมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบวายลงดิน-วายลงดิน ดังแสดงในภาพที่ 6.1 และมีข้อมูลบัสและข้อมูลสายไฟฟ้างดตารางที่ 6.1 และ ตารางที่ 6.2 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.1 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2

หมายเลขบัส	P (MW)	Q (MVar)	Vbase (kV)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
1	0	0	11	1.05	0.95
2	0	0	11	1.05	0.95
3	0	0	11	1.05	0.95

4	0	0	11	1.05	0.95
5	0	0	11	1.05	0.95
6	0	0	11	1.05	0.95
7	0.535	0.332	11	1.05	0.95
8	0	0	11	1.05	0.95
9	0.535	0.332	11	1.05	0.95
10	0	0	11	1.05	0.95
11	0.535	0.332	11	1.05	0.95
12	0	0	11	1.05	0.95
13	0.566	0.351	11	1.05	0.95
14	0	0	11	1.05	0.95
15	0.566	0.351	11	1.05	0.95
16	0	0	11	1.05	0.95
17	0.454	0.281	11	1.05	0.95
18	0	0	11	1.05	0.95
19	0.454	0.281	11	1.05	0.95
20	0	0	11	1.05	0.95
21	0	0	11	1.05	0.95
22	1	0.62	11	1.05	0.95
23	1.15	0.713	11	1.05	0.95
24	0	0	11	1.05	0.95
25	0	0	11	1.05	0.95
26	0	0	11	1.05	0.95
27	0	0	11	1.05	0.95
28	0	0	11	1.05	0.95
29	0.535	0.332	11	1.05	0.95
30	0	0	11	1.05	0.95
31	0.535	0.332	11	1.05	0.95
32	0	0	11	1.05	0.95
33	0.45	0.279	11	1.05	0.95
34	0	0	11	1.05	0.95
35	0.566	0.351	11	1.05	0.95
36	0	0	11	1.05	0.95
37	0.566	0.351	11	1.05	0.95
38	0	0	11	1.05	0.95
39	0.454	0.281	11	1.05	0.95
40	0	0	11	1.05	0.95
41	0	0	11	1.05	0.95
42	0	0	11	1.05	0.95
43	0	0	11	1.05	0.95
44	0	0	11	1.05	0.95
45	0.454	0.281	11	1.05	0.95
46	0	0	11	1.05	0.95
47	0.45	0.279	11	1.05	0.95
48	0	0	11	1.05	0.95

49	0.45	0.279	11	1.05	0.95
50	0	0	11	1.05	0.95
51	0.45	0.279	11	1.05	0.95
52	0	0	11	1.05	0.95
53	0.566	0.351	11	1.05	0.95
54	0	0	11	1.05	0.95
55	0.566	0.351	11	1.05	0.95
56	0	0	11	1.05	0.95
57	0.454	0.281	11	1.05	0.95

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2

From bus	To bus	R1,2 (p.u.)	X1,2 (p.u.)	R0 (p.u.)	X0 (p.u.)
1	2	0.125	0.137	0.216	1.108
2	3	0.125	0.137	0.216	1.108
3	4	0.125	0.137	0.216	1.108
4	5	0.100	0.110	0.173	0.887
2	6	0.100	0.110	0.173	0.887
2	8	0.133	0.146	0.231	1.182
3	10	0.133	0.146	0.231	1.182
3	12	0.100	0.110	0.173	0.887
4	14	0.133	0.146	0.231	1.182
4	16	0.125	0.137	0.216	1.108
5	18	0.133	0.146	0.231	1.182
6	7	0.000	18.264	0.000	17.355
8	9	0.000	18.264	0.000	17.355
10	11	0.000	18.264	0.000	17.355
12	13	0.000	18.264	0.000	17.355
14	15	0.000	18.264	0.000	17.355
16	17	0.000	18.264	0.000	17.355
18	19	0.000	18.264	0.000	17.355
1	20	0.125	0.137	0.216	1.108
20	21	0.125	0.137	0.216	1.108
20	22	0.125	0.137	0.216	1.108
21	23	0.100	0.110	0.173	0.887
1	24	0.125	0.137	0.216	1.108
24	25	0.125	0.137	0.216	1.108
25	26	0.125	0.137	0.216	1.108
26	27	0.100	0.110	0.173	0.887
24	28	0.100	0.110	0.173	0.887
25	30	0.133	0.146	0.231	1.182
25	32	0.133	0.146	0.231	1.182
26	34	0.100	0.110	0.173	0.887
26	36	0.133	0.146	0.231	1.182
27	38	0.125	0.137	0.216	1.108

28	29	0.000	18.264	0.000	17.355
30	31	0.000	18.264	0.000	17.355
32	33	0.000	18.264	0.000	17.355
34	35	0.000	18.264	0.000	17.355
36	37	0.000	18.264	0.000	17.355
38	39	0.000	18.264	0.000	17.355
1	40	0.125	0.137	0.216	1.108
40	41	0.125	0.137	0.216	1.108
41	42	0.125	0.137	0.216	1.108
42	43	0.100	0.110	0.173	0.887
40	44	0.100	0.110	0.173	0.887
40	46	0.133	0.146	0.231	1.182
41	48	0.133	0.146	0.231	1.182
41	50	0.100	0.110	0.173	0.887
42	52	0.133	0.146	0.231	1.182
43	54	0.125	0.137	0.216	1.108
43	56	0.133	0.146	0.231	1.182
44	45	0.000	18.264	0.000	17.355
46	47	0.000	18.264	0.000	17.355
48	49	0.000	18.264	0.000	17.355
50	51	0.000	18.264	0.000	17.355
52	53	0.000	18.264	0.000	17.355
54	55	0.000	18.264	0.000	17.355
56	57	0.000	18.264	0.000	17.355

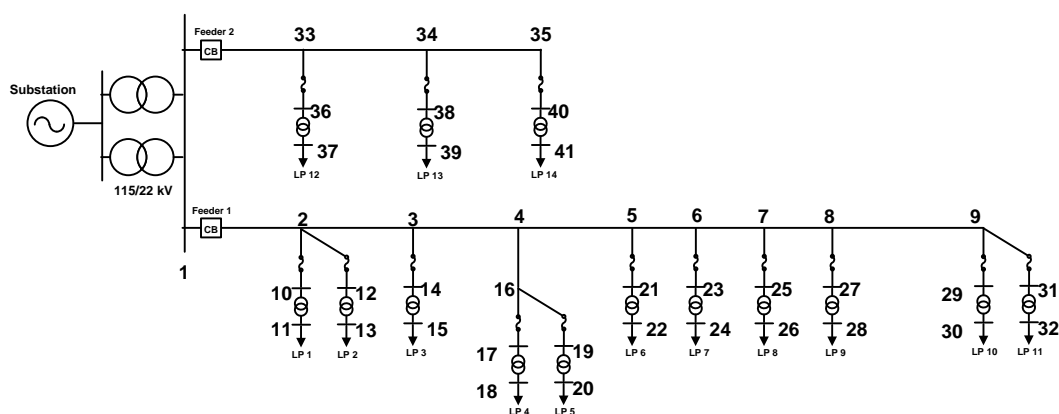
โดยระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 มีสถิติอัตราความเสียหาย (λ) และระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย (r) ของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 สถิติอัตราความเสียหายและระยะเวลาซ่อมเฉลี่ยของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ

ชนิดของอุปกรณ์ไฟฟ้า	อัตราความเสียหาย (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย (ชั่วโมง)
สายไฟฟ้า	0.04 (ต่อ 1 กิโลเมตร)	30
บัส	0.001	2
หม้อแปลงจำหน่าย	0.015	200

6.1.2 ระบบไฟฟ้าดัดแปลงจากระบบ ไฟฟ้าจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน)

ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลนมีบัสทั้งหมด 41 บัส กำหนดให้สถานีไฟฟ้าย่อยอยู่ที่บัส ๑ ระบบไฟฟ้าที่มีขนาดแรงดัน 22 kV และมีสายป้อนหลัก 2 สายป้อน ซึ่งแต่ละสายป้อนจะมีเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าสายป้อนติดตั้งที่ต้นทาง และมีจุดโหลดทั้งสิ้น 14 จุดโหลด ซึ่งแต่ละสายย่อยจะมีฟิวส์เป็น อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า รวมถึงกำหนดให้หม้อแปลงมีลักษณะการเชื่อมต่อแบบวางลงดิน-วางลงดิน ดังแสดงในภาพที่ 6.2 และมีข้อมูลบัสและข้อมูลสายไฟฟ้าดังตารางที่ 6.4 และตารางที่ 6.5 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.2 ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน

ตารางที่ 6.4 ข้อมูลบัสของระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน

หมายเลขบัส	P (MW)	Q (MVar)	Vbase (kV)	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
1	0	0	22	1.05	0.95
2	0	0	22	1.05	0.95
3	0	0	22	1.05	0.95
4	0	0	22	1.05	0.95
5	0	0	22	1.05	0.95
6	0	0	22	1.05	0.95
7	0	0	22	1.05	0.95
8	0	0	22	1.05	0.95
9	0	0	22	1.05	0.95
10	0	0	22	1.05	0.95
11	0.2125	0.1317	22	1.05	0.95
12	0	0	22	1.05	0.95
13	0.2125	0.1317	22	1.05	0.95
14	0	0	22	1.05	0.95

15	0.017	0.0105	22	1.05	0.95
16	0	0	22	1.05	0.95
17	0	0	22	1.05	0.95
18	0.0255	0.0158	22	1.05	0.95
19	0	0	22	1.05	0.95
20	0.136	0.0843	22	1.05	0.95
21	0	0	22	1.05	0.95
22	0.2125	0.1317	22	1.05	0.95
23	0	0	22	1.05	0.95
24	0.085	0.0527	22	1.05	0.95
25	0	0	22	1.05	0.95
26	0.2125	0.1317	22	1.05	0.95
27	0	0	22	1.05	0.95
28	0.085	0.0527	22	1.05	0.95
29	0	0	22	1.05	0.95
30	0.2125	0.1317	22	1.05	0.95
31	0	0	22	1.05	0.95
32	0.085	0.0527	22	1.05	0.95
33	0	0	22	1.05	0.95
34	0	0	22	1.05	0.95
35	0	0	22	1.05	0.95
36	0	0	22	1.05	0.95
37	0.0255	0.0158	22	1.05	0.95
38	0	0	22	1.05	0.95
39	0.017	0.0105	22	1.05	0.95
40	0	0	22	1.05	0.95
41	0.017	0.0105	22	1.05	0.95

ตารางที่ 6.5 ข้อมูลสายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลข

From bus	To bus	R _{1,2} (p.u.)	X _{1,2} (p.u.)	R ₀ (p.u.)	X ₀ (p.u.)
1	2	0.023	0.031	0.045	0.190
2	3	0.017	0.022	0.033	0.138
3	4	0.002	0.002	0.003	0.014
4	5	0.011	0.015	0.021	0.090
5	6	0.005	0.007	0.011	0.044
6	7	0.001	0.002	0.003	0.012
7	8	0.021	0.029	0.041	0.175
8	9	0.023	0.031	0.045	0.192
2	10	0.004	0.009	0.008	0.034
2	12	0.008	0.018	0.015	0.069
3	14	0.002	0.003	0.003	0.014
4	16	0.001	0.003	0.003	0.012
16	17	0.001	0.003	0.002	0.011
16	19	0.001	0.002	0.002	0.008

5	21	0.001	0.002	0.001	0.006
6	23	0.002	0.004	0.004	0.017
7	25	0.001	0.003	0.002	0.010
8	27	0.001	0.003	0.003	0.011
9	29	0.001	0.002	0.001	0.007
9	31	0.012	0.027	0.024	0.109
10	11	5.200	15.132	5.200	14.376
12	13	5.200	15.132	5.200	14.376
14	15	42.000	68.089	42.000	64.690
17	18	42.000	68.089	42.000	64.690
19	20	9.180	23.254	9.180	22.254
21	22	5.200	15.132	5.200	14.132
23	24	17.500	35.971	17.500	34.971
25	26	5.200	15.132	5.200	14.132
27	28	17.500	35.971	17.500	34.971
29	30	5.200	15.132	5.200	14.132
31	32	17.500	35.971	17.500	34.971
1	33	0.012	0.016	0.023	0.098
33	34	0.020	0.027	0.040	0.167
34	35	0.028	0.038	0.056	0.236
33	36	0.000	0.001	0.000	0.002
34	38	0.000	0.001	0.000	0.002
35	40	0.000	0.001	0.000	0.002
36	37	42.000	68.089	42.000	64.089
38	39	42.000	68.089	42.000	64.089
40	41	42.000	68.089	42.000	64.089

โดยระบบไฟฟ้าตัดแปลงบ้านเลน มี สถิติอัตราความเสียหาย (λ) และระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย (r) ของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 6.6

ตารางที่ 6.6 สถิติอัตราความเสียหายและระยะเวลาซ่อมเฉลี่ยของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ

ชนิดของอุปกรณ์ไฟฟ้า	อัตราความเสียหาย (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาซ่อมเฉลี่ย (ชั่วโมง)
สายไฟฟ้า	0.36 (ต่อ 1 กิโลเมตร)	1.25
บัส	0.36	1.25
หม้อแปลงจำหน่าย	0.0034	1.25

6.2 วิธีการทดสอบ

วิธีการทดสอบ จะเริ่มจากการหา บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการใช้แฟกเตอร์คุณภาพ (Qf) ดังแสดงรายละเอียดในหัวข้อที่ 4.4 และการหา บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน -ราฟสัน ดังแสดงรายละเอียดในหัวข้อที่ 4.5 โดยจะแสดงให้เห็นถึงการเปลี่ยนแปลงของบริเวณ กำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ เมื่อมีการปรับเปลี่ยนพารามิเตอร์ต่างๆ เช่น แฟกเตอร์คุณภาพ เป็นต้น พร้อมทั้งการจำลองการแยกตัวอิสระในแต่ละสภาวะเพื่อพิจารณาความสามารถในการตรวจจับการแยกตัวอิสระของรีเลย์แรงดันและรีเลย์ รวมถึงพิจารณาการหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย

6.3 ผลการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะทำการทดสอบ การหา และการประยุกต์ใช้ บริเวณ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการใช้แฟกเตอร์คุณภาพ (Qf) รวมถึง การหา และการประยุกต์ใช้ บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน -ราฟสัน และการหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยจะคำนึงถึงดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือ ได้ทางไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย โดยสรุปจะสามารถแบ่งการทดสอบได้เป็น 2 การทดสอบ ดังนี้

- การป้องกันการแยกตัวอิสระด้วยรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่
- การหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระ

6.3.1 การป้องกันการแยกตัวอิสระด้วยรีเลย์แรงดันแล้วความถี่

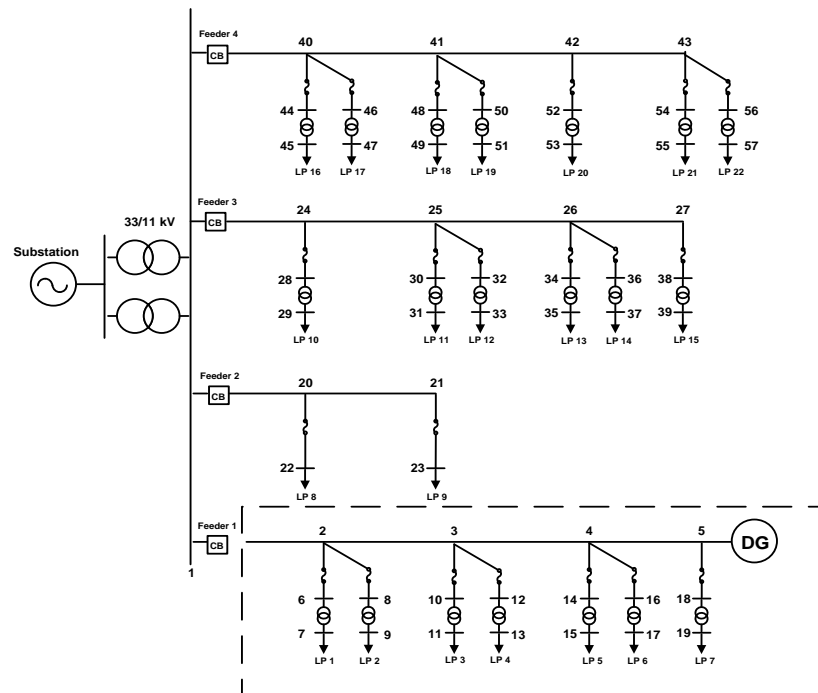
การป้องกันการแยกตัวอิสระเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องนำมาพิจารณา เนื่องจากหากการแยกตัวอิสระเกิดขึ้นจะส่งผลเสียหายต่อเจ้าหน้าที่และอุปกรณ์ใน ระบบไฟฟ้าที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 4 และสิ่งสำคัญในการป้องกันการแยกตัวอิสระ คือรีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ ซึ่งเป็นวิธีที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย โดยภายในหัวข้อย่อยนี้จะสามารถแบ่งการนำเสนอออกได้เป็น 2 หัวข้อย่อย คือ

- การหาและการประยุกต์ใช้ บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการใช้ แฟกเตอร์คุณภาพ (NDZ)
- การหาและการประยุกต์ใช้ บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน-ราฟสัน (NDZ_{pf})

6.3.1.1 การหาและการประยุกต์ใช้ บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการใช้แฟกเตอร์คุณภาพ (NDZ)

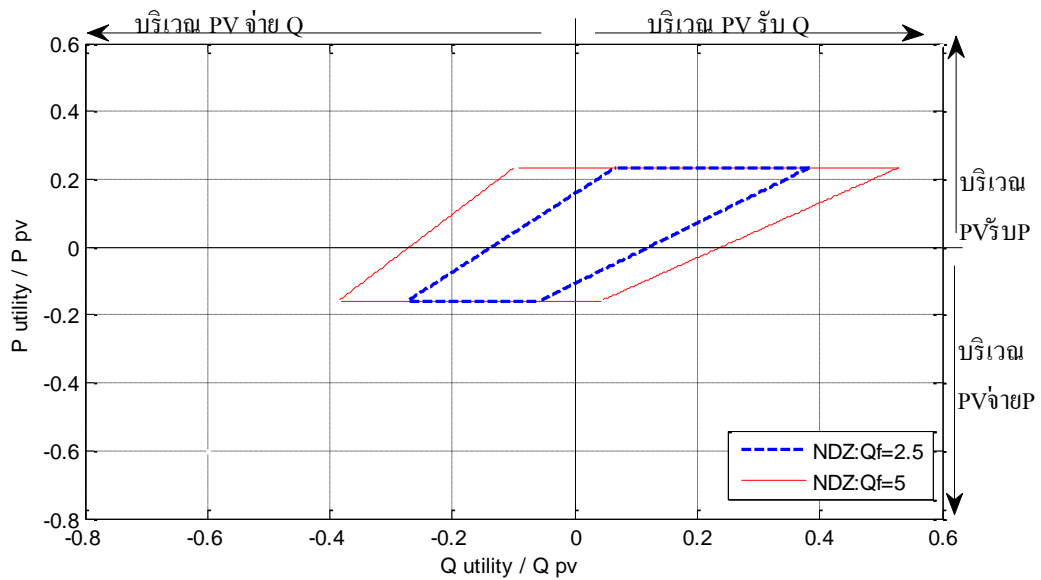
ในหัวข้อนี้จะแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างบริเวณ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้กับการเปลี่ยนแปลงแฟกเตอร์คุณภาพ (Q) และ มุมอินเวอร์เตอร์ ($\tan\phi$ ซึ่งเป็นอัตราส่วนระหว่างขนาดกำลังไฟฟ้าเสมือนต่อขนาดกำลังไฟฟ้าจริง) และการประยุกต์ใช้งาน บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการใช้แฟกเตอร์คุณภาพ ซึ่งมีรายละเอียดดังแสดงในหัวข้อที่ 4.4

ในการทดสอบจะจำลองตำแหน่งติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และการเกิดการแยกตัวอิสระที่สายป้อนที่ 1 ของระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 โดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 5 ขนาด 4 MVA ดังแสดงในภาพที่ 6.3



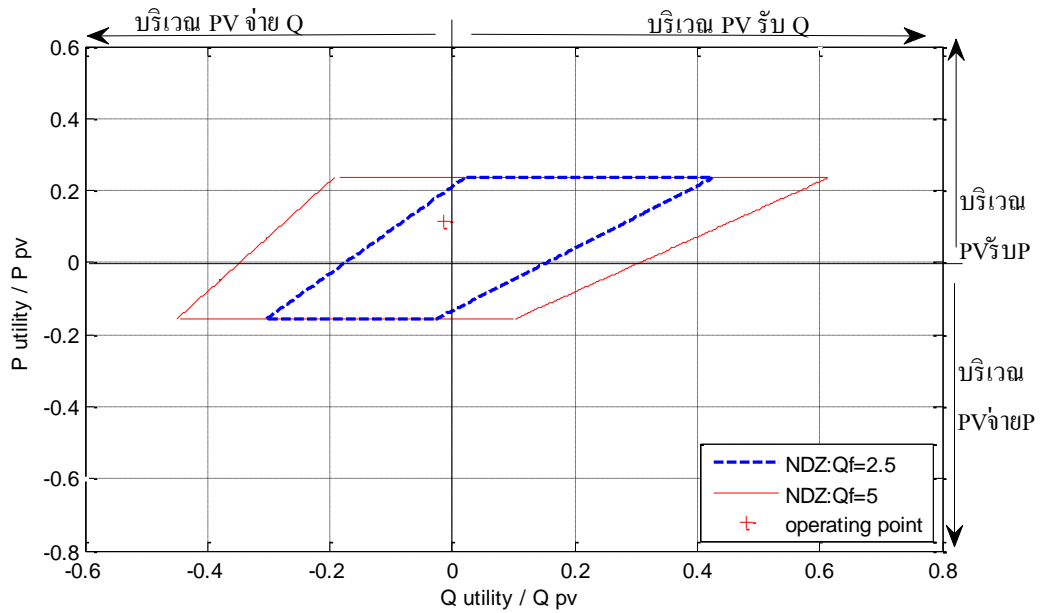
ภาพที่ 6.3 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 เกิดการแยกตัวอิสระ ณ สายป้อนที่ 1

โดยสมมติช่วงแรงดันปกติเป็น 0.9 p.u. ถึง 1.1 p.u. และช่วงความถี่ปกติเป็น 0.95 p.u. ถึง 1.05 p.u. ที่ระบบไฟฟ้ายอมรับได้ เพื่อหาการเปลี่ยนแปลงของ บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ โดยการปรับแพกเตอร์คุณภาพของโหลดดังแสดง ในภาพที่ 6.4 รวมถึง การเปลี่ยนแปลงของบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้และ มุมอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากในทางปฏิบัติระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถปรับอัตราส่วนการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนต่อ กำลังไฟฟ้าจริงได้ ดังแสดงในภาพที่ 6.5, 6.6 และ 6.7 โดยมีมุมอินเวอร์เตอร์เป็น 0.7, 0.8 และ 0.9 ตามลำดับ



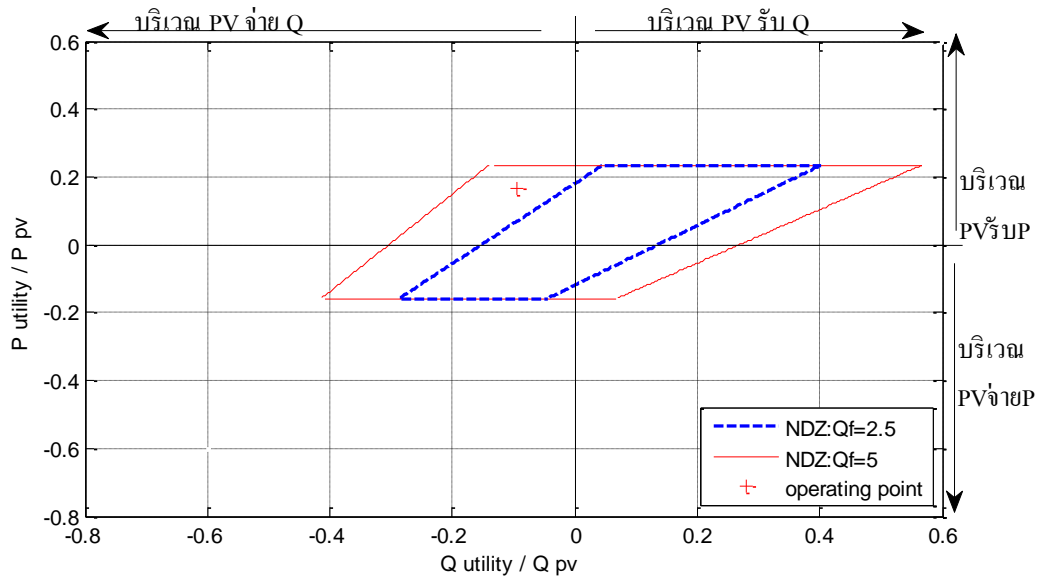
ภาพที่ 6.4 ความสัมพันธ์ระหว่างบริเวณตรวจจับไม่ได้ (NDZ) กับ แพกเตอร์คุณภาพ (Qf)

จากภาพที่ 6.4 การเพิ่มแพกเตอร์คุณภาพของโหลดจาก 2.5 เป็น 5 (ที่ $\tan \phi = 0.9$) จะไม่ส่งผลต่อช่วงกำลังไฟฟ้าแตกต่างจริง แต่จะทำให้ช่วงกำลังไฟฟ้าแตกต่างเสมือนมีช่วงที่กว้างขึ้น นั่นคือทำให้บริเวณที่ตรวจจับไม่ได้มีบริเวณที่กว้างขึ้น ซึ่งเป็นผลให้มีโอกาสการเกิดการแยกตัวอิสระเพิ่มขึ้น



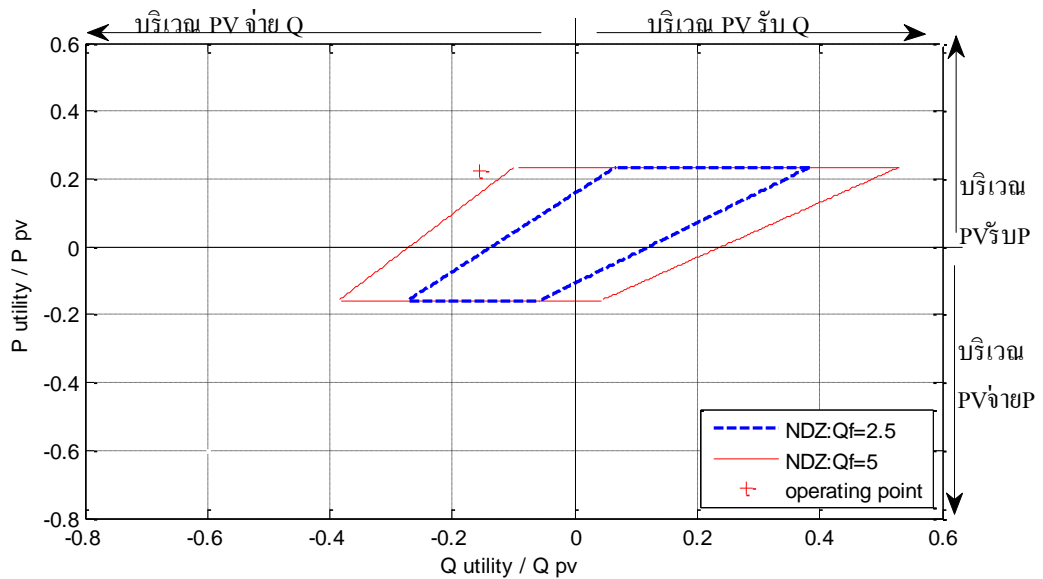
ภาพที่ 6.5 บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ และกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ $\tan\phi = 0.7$

จากภาพที่ 6.5 ที่ค่า $\tan\phi = 0.7$ และ กำหนดให้โหลดมีแฟกเตอร์คุณภาพ (Qf) มีค่าเท่ากับ 2.5 และ 5 ซึ่งทั้ง 2 กรณี สามารถสรุปได้ว่า ขณะเกิดการแยกตัวอิสระ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า นั่นก็คือ รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ไม่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจาก กำลังไฟฟ้าแตกต่าง จริงและเสมือนอยู่ในบริเวณ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) ทำให้มีโอกาสที่จะเกิดการแยกตัวอิสระของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ได้



ภาพที่ 6.6 บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ และกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ $\tan\phi = 0.8$

จากภาพที่ 6.6 ที่ค่า $\tan\phi = 0.8$ และ กำหนดให้โหลดมีแฟกเตอร์คุณภาพ (Qf) มีค่าเท่ากับ 2.5 สามารถสรุปได้ว่า ขณะเกิดการแยกตัวอิสระ อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้า นั้นก็คือ รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าแตกต่างจริงและเสมือนไม่อยู่ในบริเวณ กำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) ทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่จะปลดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ ดัง ภาพที่ 6.6 อย่างไรก็ตาม หากกำหนดให้โหลดมีแฟกเตอร์คุณภาพ (Qf) มีค่าเท่ากับ 5 สามารถสรุปได้ว่า ขณะเกิดการแยกตัวอิสระ อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้า นั้นก็คือ รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ไม่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจาก กำลังไฟฟ้าแตกต่าง จริงและเสมือนอยู่ในบริเวณ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง ที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) ทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ไม่สามารถปลดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบไฟฟ้าได้



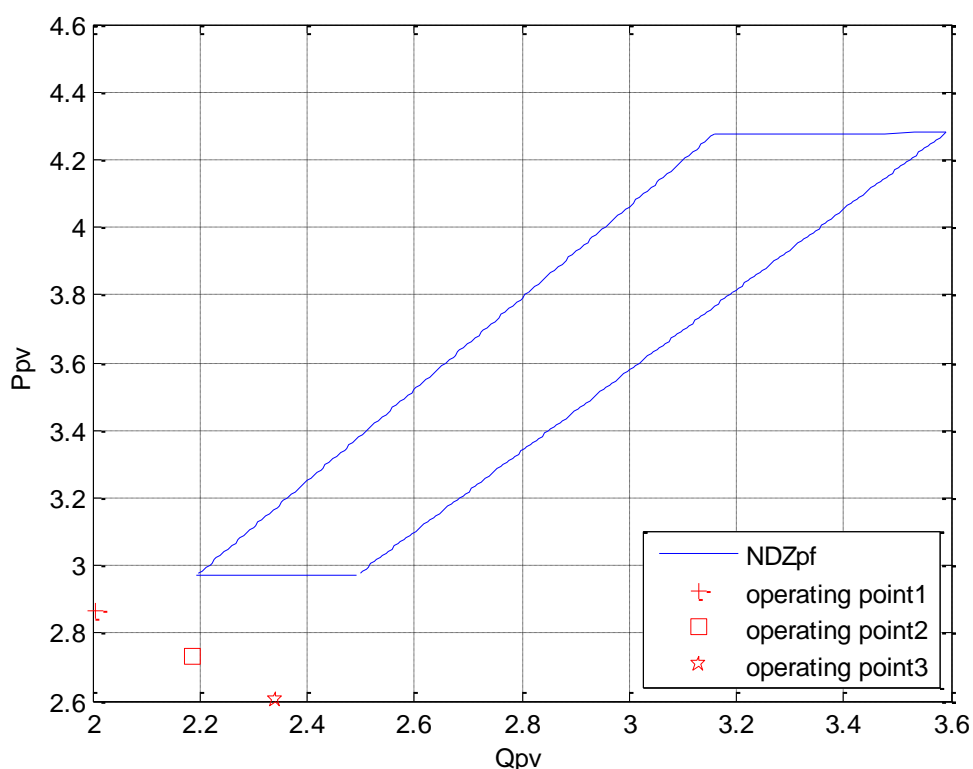
ภาพที่ 6.7 บริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ และกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ $\tan\phi = 0.9$

จากภาพที่ 6.7 ที่ค่า $\tan\phi = 0.9$ และ กำหนดให้โหลดมีแฟกเตอร์คุณภาพ (Qf) มีค่าเท่ากับ 2.5 และ 5 ซึ่งทั้ง 2 กรณี สามารถสรุปได้ว่า ขณะเกิดการแยกตัวอิสระ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้านั้นก็คือ รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าแตกต่างจริงและเสมือนไม่อยู่ในบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ) ทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่จะปลดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบไฟฟ้าได้

สรุปจาก ภาพที่ 6.5, ภาพที่ 6.6 และ ภาพที่ 6.7 จะแสดงความสัมพันธ์ระหว่างบริเวณตรวจจับไม่ได้ (NDZ) กับ มุมอินเวอร์เตอร์ โดยปรับ $\tan\phi$ ที่ค่า 0.7, 0.8 และ 0.9 และแฟกเตอร์คุณภาพ (Qf) ที่ค่า 2.5 และ 5 ณ กำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์และโหลดกำลังไฟฟ้าคงที่ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการเพิ่มขึ้นของ $\tan\phi$ ของอินเวอร์เตอร์จะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์จ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนออกสู่ระบบ ไฟฟ้ามากขึ้น และระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะรับกำลังไฟฟ้าจริงมากขึ้น นั่นก็คือ กำลังไฟฟ้าแตกต่าง จริงและเสมือนเปลี่ยนจุดทำงาน ดังนั้นจะมีผลต่อการตรวจจับการแยกตัวอิสระทำให้กำลังไฟฟ้าแตกต่างเปลี่ยนจุดทำงาน

6.3.1.2 การหาและการประยุกต์ใช้ บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ ด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบนิวตัน-ราฟสัน (NDZ_{pf})

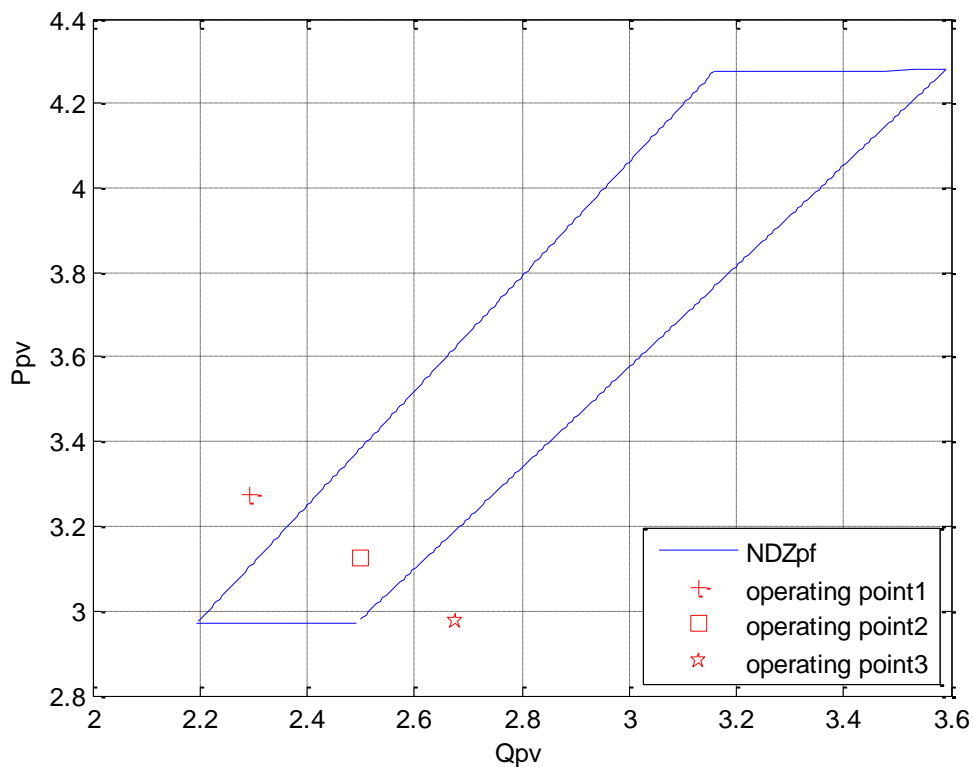
ในการทดสอบจะจำลองตำแหน่งติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ และการเกิดการแยกตัวอิสระที่สายป้อนที่ 1 ของระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 โดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 5 ขนาด 3.5 และ 4 MVA ดังแสดงในภาพที่ 6.8 และ ภาพที่ 6.9 ตามลำดับ โดยสมมติช่วงแรงดันปกติเป็น 0.9 p.u. ถึง 1.1 p.u. และช่วงความถี่ปกติเป็น 0.95 p.u. ถึง 1.05 p.u. เพื่อหาช่วงบริเวณที่ตรวจจับไม่ได้ โดยการกำหนด $\tan\phi$ ให้มีค่าเท่ากับ 0.7, 0.8 และ 0.9 เป็นจุดทำงาน (Operating point) ที่ 1, 2 และ 3 ตามลำดับ ดังแสดงในภาพที่ 6.8 และ ภาพที่ 6.9



ภาพที่ 6.8 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ และจุดทำงานเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 5 ขนาด 3.5 MVA ที่ค่า $\tan\phi$ เท่ากับ 0.7, 0.8 และ 0.9

จากภาพที่ 6.8 ในกรณีที่ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 5 ขนาด 3.5 MVA สามารถสรุปได้ว่า ขณะเกิดการแยกตัวอิสระ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้านั้นก็คือ รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนไม่อยู่ใน

บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ เมื่อค่า $\tan\phi$ ให้มีค่าเท่ากับ 0.7, 0.8 และ 0.9 ทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่จะปลดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบไฟฟ้าได้



ภาพที่ 6.9 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ และจุดทำงานเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 5 ขนาด 4 MVA ที่ค่า $\tan\phi$ เท่ากับ 0.7, 0.8 และ 0.9

จากภาพที่ 6.9 ในกรณีที่ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่บัส 5 ขนาด 4 MVA สามารถสรุปได้ว่า ขณะเกิดการแยกตัวอิสระ อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้านั้นก็คือ รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนไม่อยู่ในบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf}) เมื่อค่า $\tan\phi$ ให้มีค่าเท่ากับ 0.7 และ 0.9 ทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่จะปลดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบไฟฟ้าได้ ดัง ภาพที่ 6.9 อย่างไรก็ตาม เมื่อค่า $\tan\phi$ ให้มีค่าเท่ากับ 0.8 สามารถสรุปได้ว่า ขณะเกิดการแยกตัวอิสระ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้านั้นก็คือ รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ไม่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนอยู่ในบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf}) ทำ

ให้รีเลย์แรงดันและ ความถี่ไม่สามารถปลดระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ออกจากระบบไฟฟ้าได้

6.3.2 การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยคำนึงถึงการป้องกันการแยกตัวอิสระ

การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยจะคำนึงถึงดัชนีที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า คือ ค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (ENS) โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย ซึ่งได้ทดสอบกับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 และ ระบบไฟฟ้าตัดแปลงบ้านเลน ซึ่งในหัวข้อที่ 6.3.2 นี้จะมีการอ้างอิงหมายเลขบัส และหมายเลขสายส่งใหม่ ดังแสดงใน ภาพที่ 6.10 และภาพที่ 6.18 ตามลำดับ เพื่อความสะดวกในการคำนวณการลัดวงจรที่สาย ไฟฟ้า ดังนั้นการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ

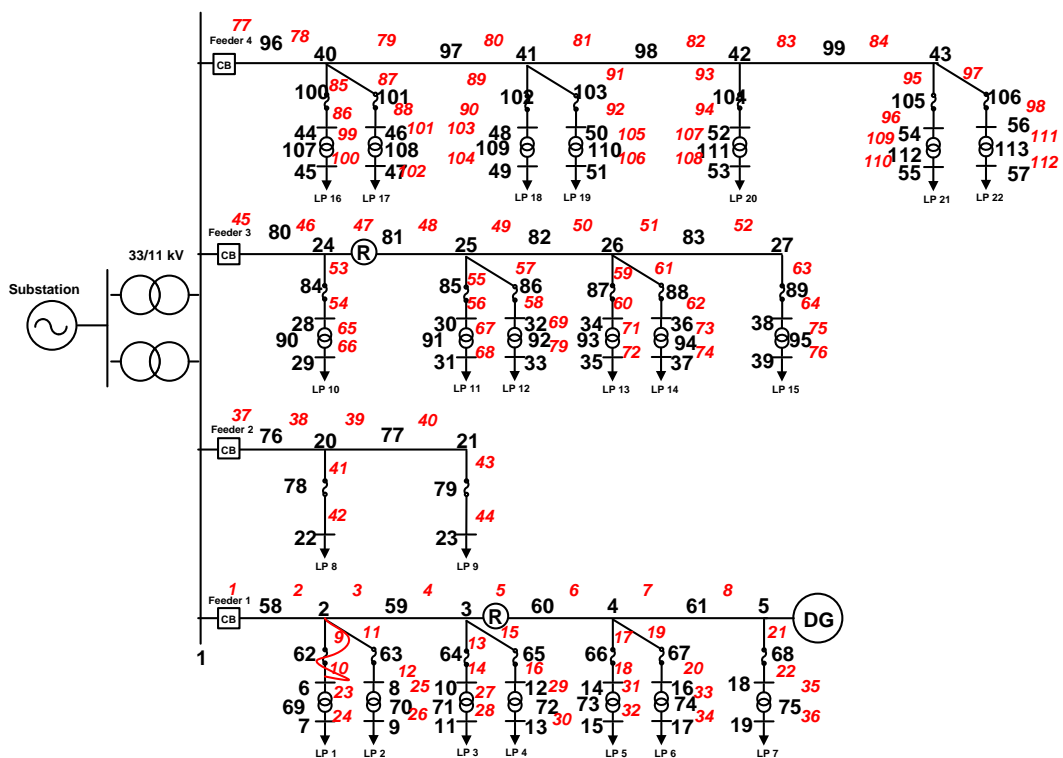
- กรณีที่ 1: การหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย ซึ่งในกรณีจะมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาด 1.7 MVA ที่บัส 5
- กรณีที่ 2: การหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าบ้านเลน เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย ซึ่งในกรณีจะมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาด 0.7 MVA ที่บัส 9

6.3.2.1 การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสม สำหรับ ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2

กรณีที่ 1 จะแสดงตัวอย่างวิธีการหาตำแหน่งติดตั้งรีโกลสเซอร์ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย ซึ่งในกรณีจะมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาด 1.7 MVA ที่บัส 5 ซึ่งจะทดสอบกับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 ดังแสดงในภาพที่ 6.10 และภาพที่ 6.18 แสดงถึงผลของ

ตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรต่อความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และตำแหน่ง การติดตั้งรีโคสเซอร์ต่อความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงผลของ ตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่อการป้องกันการแยกตัวอิสระ โดยจะจำลองสถานการณ์ ในการติดตั้งรีโคสเซอร์และตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร ประเภทสามเฟส ออกเป็น 3 กรณี และ วิเคราะห์เปรียบเทียบการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 ดังนั้กลายเป็น 4 หัวข้อ ดังนี้

- กรณีที่ 1.1 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโคสเซอร์ ณ สายที่ 3 และ 49 และลัดวงจรบัสที่ 2
- กรณีที่ 1.2 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโคสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 47 และลัดวงจรบัสที่ 2
- กรณีที่ 1.3 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโคสเซอร์ ณ สายที่ 3 และ 49 และลัดวงจรบัสที่ 12
- ตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2



ภาพที่ 6.10 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 (อ้างอิงหมายเลขบัสและสายส่งใหม่)

ในหัวข้อนี้จะแสดงให้เห็นถึงผลของตำแหน่งการ ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่อพลังงานที่ จ่ายไม่พอและการป้องกันการแยกตัวอิสระจากกรณีที่ 1.1 เปรียบเทียบกับกรณีที่ 1.2 และจะ

แสดงให้เห็นถึงผลของตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรต่อพลังงานที่จ่ายไม่พอและการป้องกันการแยกตัวอิสระจากกรณี 1.1 เปรียบเทียบกับกรณี 1.3

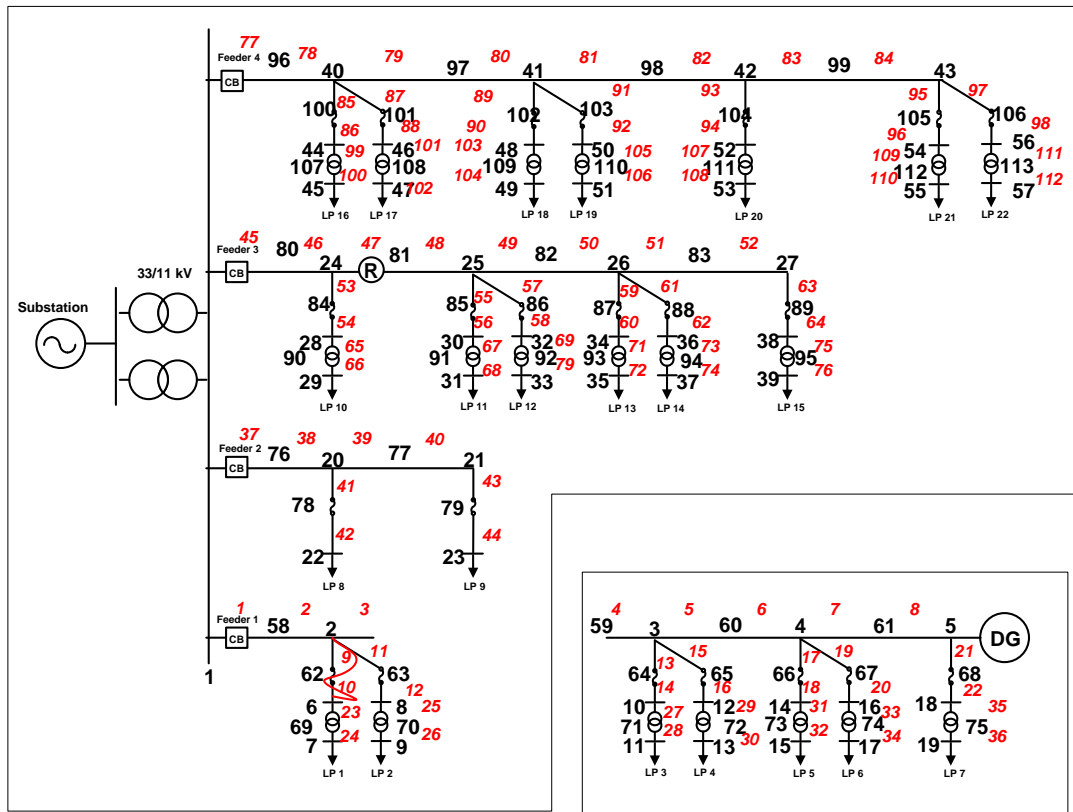
กรณี 1.1 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโกลเซอร์ ณ สายที่ 3 และ 49 และลัดวงจรบัสที่ 2

ในกรณีนี้ จะทำการติดตั้งรีโกลเซอร์ ณ สายที่ 3 และ 49 และสมมติให้เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 2 จะสามารถคำนวณหาลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้างี้ได้แสดงในตารางที่ 6.7 ดังรายละเอียดการคำนวณ ในบทที่ 2 ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรในสายนี้จะนำมาใช้พิจารณาการลำดับทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าแต่ละตำแหน่ง ขณะเกิดการลัดวงจรที่ตำแหน่งต่างๆ ในตัวอย่างนี้

ตารางที่ 6.7 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาแรก (กรณี 1.1)

ลำดับการทำงาน	ลำดับที่ 1	ลำดับที่ 2
ตำแหน่งของสายที่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าติดตั้ง	3	1
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	1250.625	7872.204
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	0.494515	0.506637

โดยในช่วง เวลา แรก ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตารางที่ 6.7 แสดงให้เห็นว่า อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 3 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรก ที่เปิดวงจรของช่วงเวลาแรก โดยช่วงเวลาแรก คือ ช่วงเวลาตั้งแต่เกิดการลัดวงจรจนถึงเวลาที่อุปกรณ์ที่ทำงานเป็นลำดับแรก (อุปกรณ์ป้องกัน ณ สายที่ 3) เปิดวงจร ทำให้ระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 2 บริเวณ ดังภาพที่ 6.11 (ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันที่ละช่วงเวลา นั้นก็คือ หลังจากการเปิดวงจรของอุปกรณ์ป้องกัน ณ ตำแหน่งใดๆ จะนำเอาบริเวณที่เกิดการลัดวงจรมาคำนวณหาเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันใหม่ เพื่อหาลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในรอบถัดมา)



ภาพที่ 6.11 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 3 เปิดวงจร

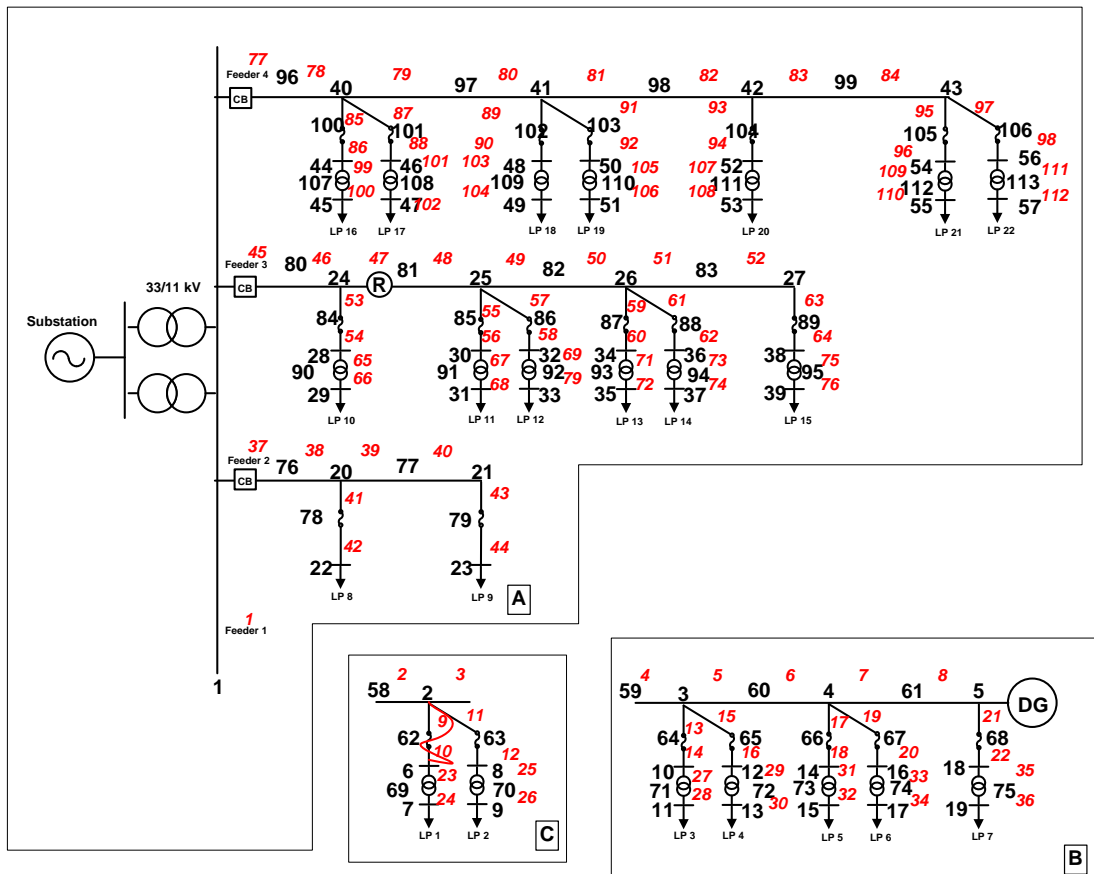
หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 3 เสร็จสิ้น จะ คำนวณหาลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าสำหรับช่วงเวลาที่สอง ดัง แสดงในตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.8 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาที่สอง (กรณีที่ 1.1)

ลำดับการทำงาน	ลำดับที่ 1	ลำดับที่ 2
ตำแหน่งของสายที่มีรีโคลสเซอร์ติดตั้ง	1	49
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	7847.275	523.6983
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	0.42083	0.839308

โดยในช่วงเวลาที่สอง คือ ช่วงเวลาตั้งแต่เกิดการเปิดวงจรของอุปกรณ์ที่ทำงานเป็นลำดับแรกจนถึงการเปิดวงจรของอุปกรณ์ที่ทำงานเป็นลำดับที่สอง (อุปกรณ์ป้องกัน ณ สายที่ 1) เปิด

วงจร ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในตารางที่ 6.8 แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 1 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรกที่เปิดวงจรของช่วงเวลาที่สอง ทำให้ระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 3 บริเวณ ดังภาพที่ 6.12



ภาพที่ 6.12 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 3 และ สายที่ 1 เปิดวงจร

หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 3 และ สายที่ 1 ตามลำดับเสร็จสิ้น ในบริเวณเกิดการลัดวงจรจะไม่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ตำแหน่งอื่นทำงาน เนื่องจากค่ากระแสลัดวงจรไม่สูงพอที่จะส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน ดังนั้นระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 3 บริเวณ ดังนี้

บริเวณที่ 1 (A) คือบริเวณที่มีสถานีไฟฟ้าย่อย จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น แหล่งจ่ายไฟฟ้ายังสามารถจ่ายไฟฟ้าให้โหลดในบริเวณด้วยสถานการณ์ปกติ โดยจะพิจารณาจาก แหล่งจ่ายไฟฟ้าจ่ายโหลดได้เพียงพอ ค่าแรงดันในแต่ละบัสมีค่าปกติ และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสูงเกินค่าพิกัดของสายดังตารางที่ 6.9

บริเวณที่ 2 (B และ C) คือบริเวณที่ไม่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น ทำให้ในบริเวณนี้เกิดไฟดับ ส่งผลต่อดัชนีประเมินความเชื่อถือ ได้ทางไฟฟ้าคือ ค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (ENS) โดยหากการติดตั้งรีโคลสเซอร์ไม่เหมาะสม จะทำให้บริเวณไฟดับกว้าง ซึ่งจะส่งผลเสียต่อความเชื่อถือ ได้ทางไฟฟ้าของผู้ใช้ ไฟฟ้า ซึ่งการลัดวงจร ณ บัสที่ 2 จะทำให้เกิดการจ่ายพลังงานไม่เพียงพอ เป็น 0.0073 MWh โดยบัสที่ 2 มีค่าอัตราการเสียหาย (Failure rate) คือ 0.001 ครั้งต่อปี และระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time) คือ 2 ชั่วโมง

บริเวณที่ 3 (B) คือบริเวณที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะพิจารณาว่าขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกับโหลดไฟฟ้าในบริเวณที่เกิดการแยกตัวอิสระ จนสามารถทำให้รีเลย์แรงดัน และรีเลย์ความถี่ตรวจจับไม่ได้ จนทำให้เกิดการแยกตัวอิสระหรือไม่ แสดงดังภาพที่ 6.13 โดยจะสมมติให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ มีจุดทำงานที่ $\tan\phi$ เท่ากับ 0.7 0.8 และ 0.9 ตามลำดับ

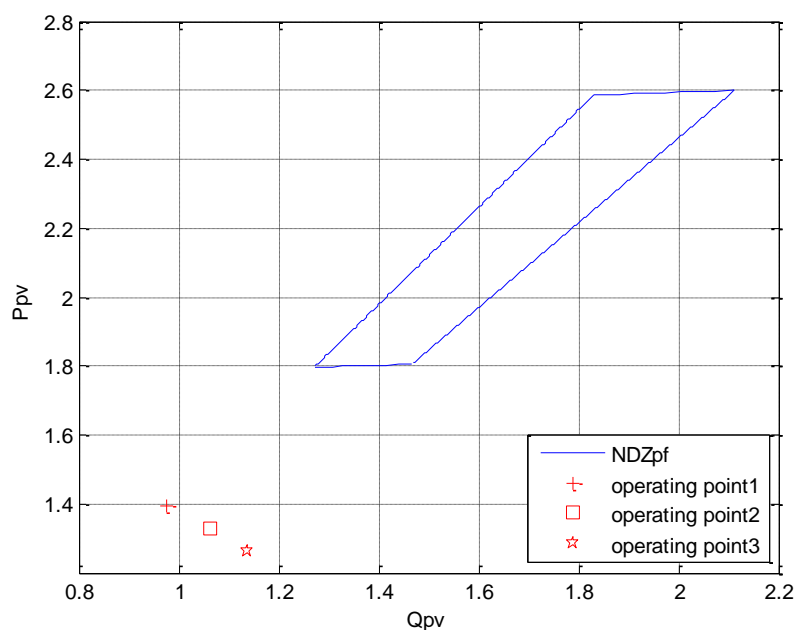
ตารางที่ 6.9 ค่าแรงดันและค่ากำลังไฟฟ้าในสาย (บริเวณที่ 1) หลังการลัดวงจร (กรณีที่ 1.1)

แรงดันบัส		กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสาย				
บัส	ขนาดแรงดัน (p.u.)	จากบัส	ถึงบัส	กำลังจริง (MW)	กำลังเสมือน (MVA _r)	กำลังปรากฏ (MVA)
1	1.05	1	76	2.16	1.35	3.06
20	1.05	76	20	2.16	1.34	3.05
21	1.04	20	77	1.15	0.72	1.63
22	1.04	77	21	1.15	0.72	1.63
23	1.04	20	78	1.00	0.62	1.42
24	1.04	78	22	1.00	0.62	1.42
25	1.04	21	79	1.15	0.71	1.63
26	1.03	79	23	1.15	0.71	1.63
27	1.03	1	80	3.14	2.40	4.45
28	1.04	80	24	3.13	2.39	4.43
29	0.98	24	81	2.59	1.98	3.66
30	1.04	81	25	2.58	1.97	3.66
31	0.97	25	82	1.59	1.22	2.25
32	1.04	82	26	1.59	1.22	2.25
33	0.98	26	83	0.45	0.34	0.64
34	1.03	83	27	0.45	0.34	0.64
35	0.96	24	84	0.54	0.41	0.76
36	1.03	84	28	0.54	0.41	0.76
37	0.96	25	85	0.54	0.41	0.76
38	1.03	85	30	0.54	0.41	0.76
39	0.98	25	86	0.45	0.33	0.64

40	1.04	86	32	0.45	0.33	0.64
41	1.04	26	87	0.57	0.44	0.80
42	1.03	87	34	0.57	0.44	0.80
43	1.03	26	88	0.57	0.44	0.80
44	1.04	88	36	0.57	0.44	0.80
45	0.99	27	89	0.45	0.34	0.64
46	1.04	89	38	0.45	0.34	0.64
47	0.99	28	90	0.54	0.41	0.76
48	1.04	90	29	0.53	0.37	0.76
49	0.98	30	91	0.54	0.41	0.76
50	1.04	91	31	0.53	0.37	0.76
51	0.98	32	92	0.45	0.33	0.64
52	1.03	92	33	0.45	0.31	0.64
53	0.96	34	93	0.57	0.44	0.80
54	1.03	93	35	0.57	0.39	0.80
55	0.96	36	94	0.57	0.44	0.80
56	1.03	94	37	0.57	0.39	0.80
57	0.97	38	95	0.45	0.34	0.64
76	1.05	95	39	0.45	0.31	0.64
77	1.04	1	96	3.43	2.59	4.85
78	1.04	96	40	3.42	2.58	4.84
79	1.04	40	97	2.51	1.90	3.54
80	1.05	97	41	2.50	1.89	3.54
81	1.04	41	98	1.59	1.22	2.25
82	1.04	98	42	1.59	1.22	2.25
83	1.03	42	99	1.02	0.78	1.45
84	1.04	99	43	1.02	0.78	1.45
85	1.04	40	100	0.45	0.33	0.64
86	1.04	100	44	0.45	0.33	0.64
87	1.03	40	101	0.45	0.33	0.64
88	1.03	101	46	0.45	0.33	0.64
89	1.03	41	102	0.45	0.33	0.64
90	1.01	102	48	0.45	0.33	0.64
91	1.00	41	103	0.45	0.33	0.64
92	1.01	103	50	0.45	0.33	0.64
93	1.00	42	104	0.57	0.44	0.80
94	1.00	104	52	0.57	0.44	0.80
95	1.00	43	105	0.57	0.44	0.80
96	1.05	105	54	0.57	0.44	0.80
97	1.04	43	106	0.45	0.34	0.64
98	1.04	106	56	0.45	0.34	0.64
99	1.03	44	107	0.45	0.33	0.64
100	1.04	107	45	0.45	0.31	0.64
101	1.04	46	108	0.45	0.33	0.64
102	1.04	108	47	0.45	0.31	0.64

103	1.04	48	109	0.45	0.33	0.64
104	1.03	109	49	0.45	0.31	0.64
105	1.03	50	110	0.45	0.33	0.64
106	1.03	110	51	0.45	0.31	0.64
107	1.01	52	111	0.57	0.44	0.80
108	1.01	111	53	0.57	0.39	0.80
109	1.01	54	112	0.57	0.44	0.80
110	1.01	112	55	0.57	0.40	0.80
111	0.99	56	113	0.45	0.34	0.64
112	0.99	113	57	0.45	0.31	0.64
113	1.00					

จากตารางที่ 6.9 สรุปได้ว่า หลังเกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 2 ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน และสถานีไฟฟ้าย่อย ยังคงสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดในบริเวณที่ 1 ได้เนื่องจากค่าแรงดันบัสแต่ละบัสมีค่าอยู่ในช่วงแรงดันปกติ โดยแรงดันปกติคือ 0.95 p.u.-1.05 p.u. และกำลังไฟฟ้าที่โหลดในสายมีค่าไม่เกินพิกัดของสายไฟฟ้า โดยพิกัดของสายไฟฟ้าคือ 5 MVA



ภาพที่ 6.13 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf}) และจุดทำงานของกำลังไฟฟ้า
ในบริเวณแยกตัวอิสระ

จากภาพที่ 6.13 สรุปได้ว่า หลังเกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 2 เกิดการเปิดวงจรจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า จะทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงและเสถียรของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่อยู่ในช่วงบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (โดยพิจารณาช่วงแรงดันและความถี่ในสภาวะฉุกเฉิน)

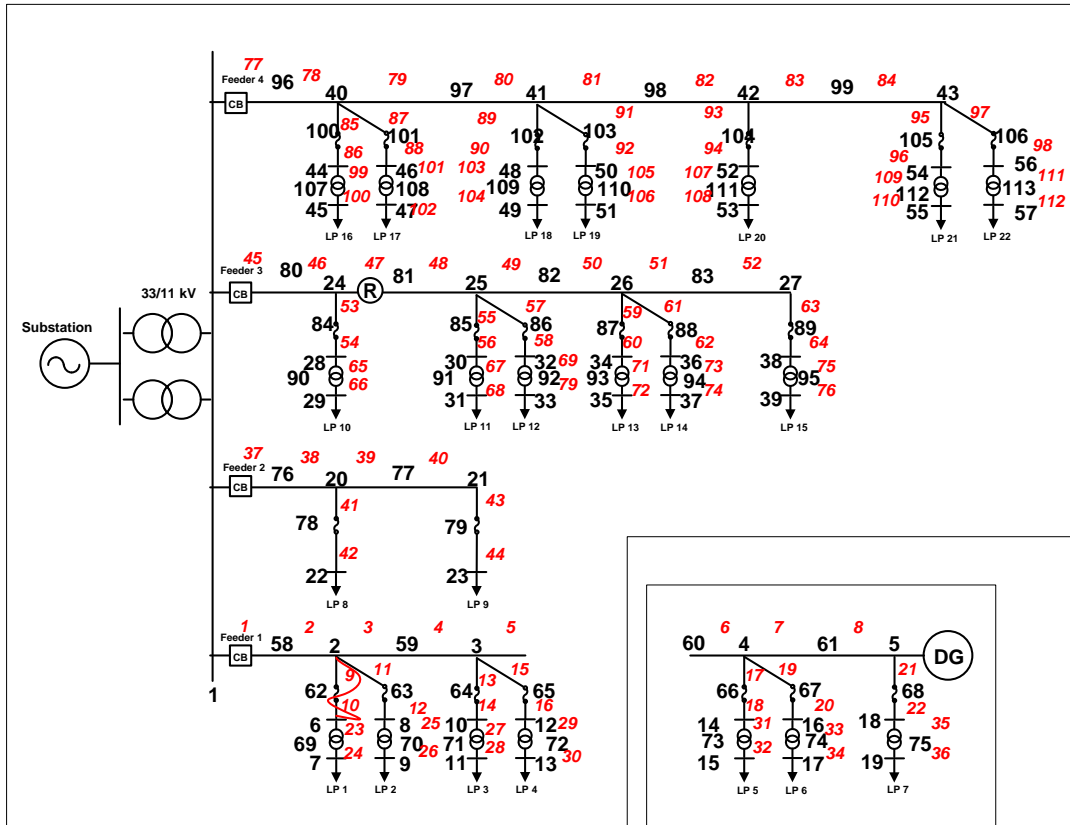
กรณีที่ 1.2 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโคลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 47 และลัดวงจรบัสที่ 2

ในกรณีนี้ จะทำการติดตั้งรีโคลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 47 และสมมติให้เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 2 จะสามารถคำนวณหาลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้างี้ได้แสดงในตารางที่ 6.10

ตารางที่ 6.10 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาแรก (กรณีที่ 1.2)

ลำดับการทำงาน	ลำดับที่ 1	ลำดับที่ 2
ตำแหน่งของสายที่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าติดตั้ง	5	1
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	802.3639	7872.204
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	0.341662	0.506637

โดยในช่วง เวลาแรก ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในตารางที่ 6.10 แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรกที่เปิดวงจรของช่วงเวลาแรก ทำให้ระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 2 บริเวณภาพที่ 6.14



ภาพที่ 6.14 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 เปิดวงจร

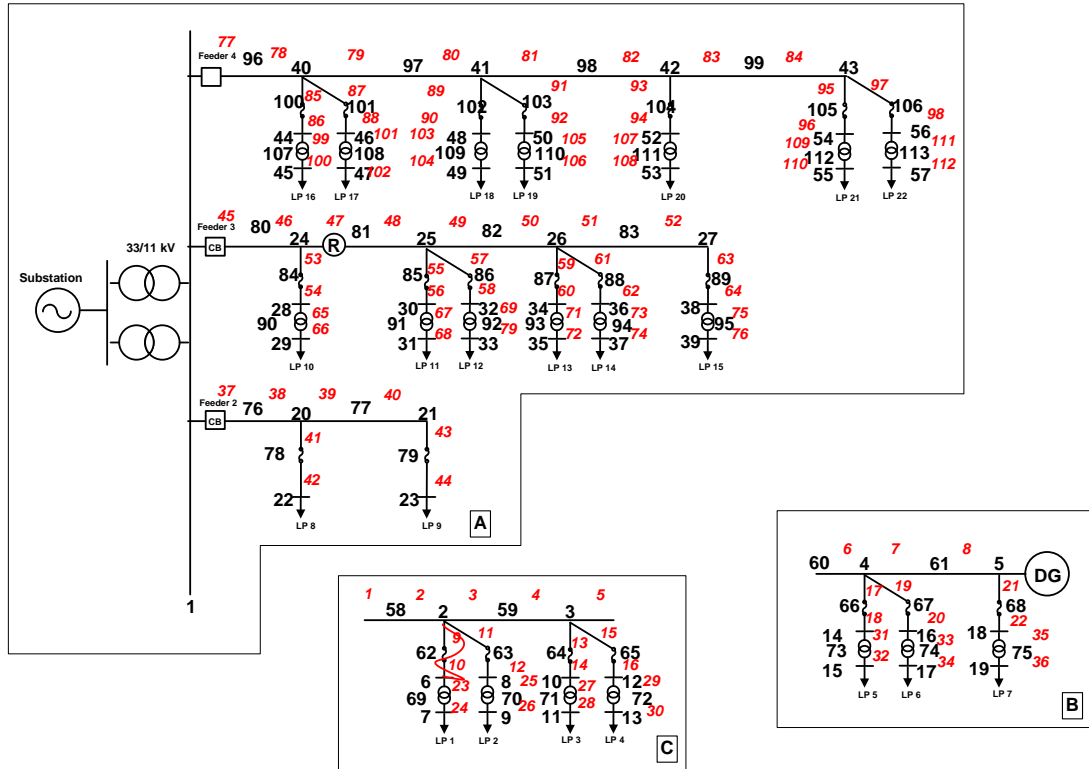
หลังจาก อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 เสร็จสิ้น จะ คำนวณหาลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าสำหรับช่วงเวลาที่สอง ดัง แสดงในตารางที่ 6.11

ตารางที่ 6.11 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาที่สอง (กรณีที่ 1.2)

ลำดับการทำงาน	ลำดับที่ 1	ลำดับที่ 2
ตำแหน่งของสายที่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าติดตั้ง	1	47
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	7878.24	839.2278
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	0.498095	0.843414

โดยในช่วงเวลาที่สอง ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตารางที่ 6.11 แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ

สายที่ 1 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรกที่เปิดวงจรของช่วงเวลาที่สอง ทำให้ระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 3 บริเวณ ดังภาพที่ 6.15



ภาพที่ 6.15 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 และ สายที่ 1 เปิดวงจร

หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 และ สายที่ 1 ตามลำดับเสร็จสิ้น ในบริเวณเกิดการลัดวงจรจะไม่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ตำแหน่งอื่นทำงาน เนื่องจากค่ากระแสลัดวงจรไม่สูงพอที่จะส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน ดังนั้นระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 3 บริเวณ ดังนี้

บริเวณที่ 1 (A) คือบริเวณที่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น แหล่งจ่ายไฟฟ้ายังสามารถจ่ายไฟฟ้าให้โหลดในบริเวณด้วยสถานการณ์ปกติ โดยจะพิจารณาจาก แหล่งจ่ายไฟฟ้าจ่ายโหลดได้เพียงพอ ค่าแรงดันในแต่ละบัสมีค่าปกติ และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสูงเกินค่าพิกัดของสายดังตารางที่ 6.12

บริเวณที่ 2 (B และ C) คือบริเวณที่ไม่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น ทำให้ในบริเวณนี้เกิดไฟดับ ส่งผลต่อดัชนีประเมินความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าคือค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (ENS) โดยหากการติดตั้งรีโคลเซอร์ไม่เหมาะสม

จะทำให้บริเวณไฟดับกว้าง ซึ่งจะส่งผลเสียต่อความเชื่อถือ ได้ทางไฟฟ้าของผู้ใช้ ไฟฟ้า ซึ่งการ
 ลัดวงจร ณ บัสที่ 2 จะทำให้เกิดการจ่ายพลังงานไม่เพียงพอเป็น 0.0073 MWh โดยบัสที่ 2 มีค่า
 อัตราการเสียหาย (Failure rate) คือ 0.001 ครั้งต่อปี และระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair
 time) คือ 2 ชั่วโมง

บริเวณที่ 3 (B) คือบริเวณที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะพิจารณาว่าขนาด
 กำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกับโหลดไฟฟ้าในบริเวณที่
 เกิดการแยกตัวอิสระ จนสามารถทำให้รีเลย์แรงดัน และรีเลย์ความถี่ตรวจจับไม่ได้ จนทำให้เกิด
 การแยกตัวอิสระหรือไม่ แสดงดังภาพที่ 6.16 โดยจะสมมติให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ มี
 จุดทำงานที่ $\tan\phi$ เท่ากับ 0.7 0.8 และ 0.9 ตามลำดับ

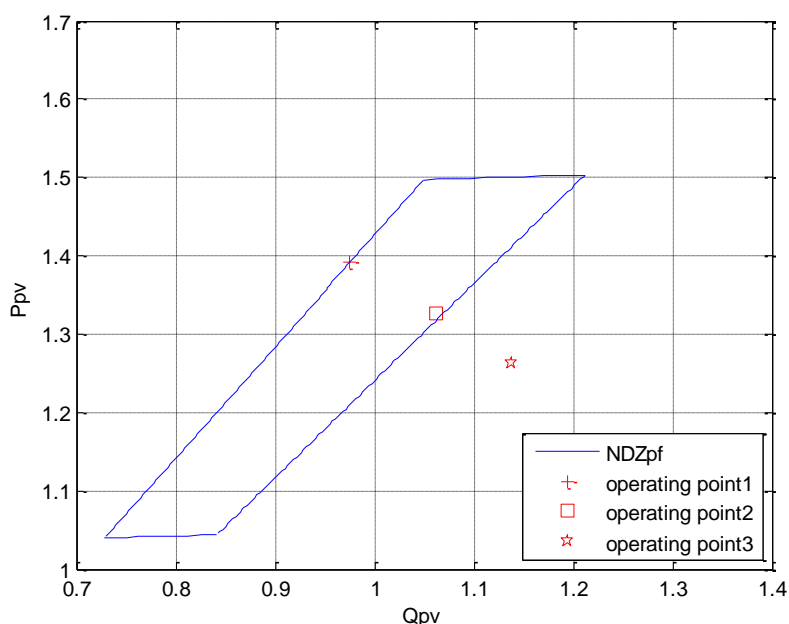
ตารางที่ 6.12 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าในสาย (บริเวณที่ 1) หลังการลัดวงจร (กรณีที่ 1.2)

แรงดันบัส		กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสาย				
บัส	ขนาดแรงดัน (p.u.)	จากบัส	ถึงบัส	กำลังจริง (MW)	กำลังเสมือน (MVA _r)	กำลังปรากฏ(MVA)
1	1.05	1	76	2.16	1.35	3.06
20	1.05	76	20	2.16	1.34	3.05
21	1.04	20	77	1.15	0.72	1.63
22	1.04	77	21	1.15	0.72	1.63
23	1.04	20	78	1.00	0.62	1.42
24	1.04	78	22	1.00	0.62	1.42
25	1.04	21	79	1.15	0.71	1.63
26	1.03	79	23	1.15	0.71	1.63
27	1.03	1	80	3.14	2.40	4.45
28	1.04	80	24	3.13	2.39	4.43
29	0.98	24	81	2.59	1.98	3.66
30	1.04	81	25	2.58	1.97	3.66
31	0.97	25	82	1.59	1.22	2.25
32	1.04	82	26	1.59	1.22	2.25
33	0.98	26	83	0.45	0.34	0.64
34	1.03	83	27	0.45	0.34	0.64
35	0.96	24	84	0.54	0.41	0.76
36	1.03	84	28	0.54	0.41	0.76
37	0.96	25	85	0.54	0.41	0.76
38	1.03	85	30	0.54	0.41	0.76
39	0.98	25	86	0.45	0.33	0.64
40	1.04	86	32	0.45	0.33	0.64
41	1.04	26	87	0.57	0.44	0.80
42	1.03	87	34	0.57	0.44	0.80
43	1.03	26	88	0.57	0.44	0.80
44	1.04	88	36	0.57	0.44	0.80

45	0.99	27	89	0.45	0.34	0.64
46	1.04	89	38	0.45	0.34	0.64
47	0.99	28	90	0.54	0.41	0.76
48	1.04	90	29	0.53	0.37	0.76
49	0.98	30	91	0.54	0.41	0.76
50	1.04	91	31	0.53	0.37	0.76
51	0.98	32	92	0.45	0.33	0.64
52	1.03	92	33	0.45	0.31	0.64
53	0.96	34	93	0.57	0.44	0.80
54	1.03	93	35	0.57	0.39	0.80
55	0.96	36	94	0.57	0.44	0.80
56	1.03	94	37	0.57	0.39	0.80
57	0.97	38	95	0.45	0.34	0.64
76	1.05	95	39	0.45	0.31	0.64
77	1.04	1	96	3.43	2.59	4.85
78	1.04	96	40	3.42	2.58	4.84
79	1.04	40	97	2.51	1.90	3.54
80	1.05	97	41	2.50	1.89	3.54
81	1.04	41	98	1.59	1.22	2.25
82	1.04	98	42	1.59	1.22	2.25
83	1.03	42	99	1.02	0.78	1.45
84	1.04	99	43	1.02	0.78	1.45
85	1.04	40	100	0.45	0.33	0.64
86	1.04	100	44	0.45	0.33	0.64
87	1.03	40	101	0.45	0.33	0.64
88	1.03	101	46	0.45	0.33	0.64
89	1.03	41	102	0.45	0.33	0.64
90	1.01	102	48	0.45	0.33	0.64
91	1.00	41	103	0.45	0.33	0.64
92	1.01	103	50	0.45	0.33	0.64
93	1.00	42	104	0.57	0.44	0.80
94	1.00	104	52	0.57	0.44	0.80
95	1.00	43	105	0.57	0.44	0.80
96	1.05	105	54	0.57	0.44	0.80
97	1.04	43	106	0.45	0.34	0.64
98	1.04	106	56	0.45	0.34	0.64
99	1.03	44	107	0.45	0.33	0.64
100	1.04	107	45	0.45	0.31	0.64
101	1.04	46	108	0.45	0.33	0.64
102	1.04	108	47	0.45	0.31	0.64
103	1.04	48	109	0.45	0.33	0.64
104	1.03	109	49	0.45	0.31	0.64
105	1.03	50	110	0.45	0.33	0.64
106	1.03	110	51	0.45	0.31	0.64
107	1.01	52	111	0.57	0.44	0.80

108	1.01	111	53	0.57	0.39	0.80
109	1.01	54	112	0.57	0.44	0.80
110	1.01	112	55	0.57	0.40	0.80
111	0.99	56	113	0.45	0.34	0.64
112	0.99	113	57	0.45	0.31	0.64
113	1.00					

จากตารางที่ 6.12 สรุปได้ว่า หลัง เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 2 ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน และสถานีไฟฟ้าย่อยยังคงสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดในบริเวณที่ 1 ได้เนื่องจากค่าแรงดันบัสแต่ละบัสมีค่าอยู่ในช่วงแรงดันปกติ โดยแรงดันปกติคือ 0.95 p.u.-1.05 p.u. และกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายมีค่าไม่เกินพิกัดของสาย โดยพิกัดของสายไฟฟ้าคือ 5 MVA



ภาพที่ 6.16 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf}) และจุดทำงานของกำลังไฟฟ้า
ในบริเวณแยกตัวอิสระ

จากภาพที่ 6.16 สรุปได้ว่า หลัง เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 2 เกิดการเปิดวงจรจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าจะทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ไม่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ในช่วงบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ ทำให้ระบบไฟฟ้ามีโอกาสที่จะเกิดการแยกตัวอิสระขึ้นได้

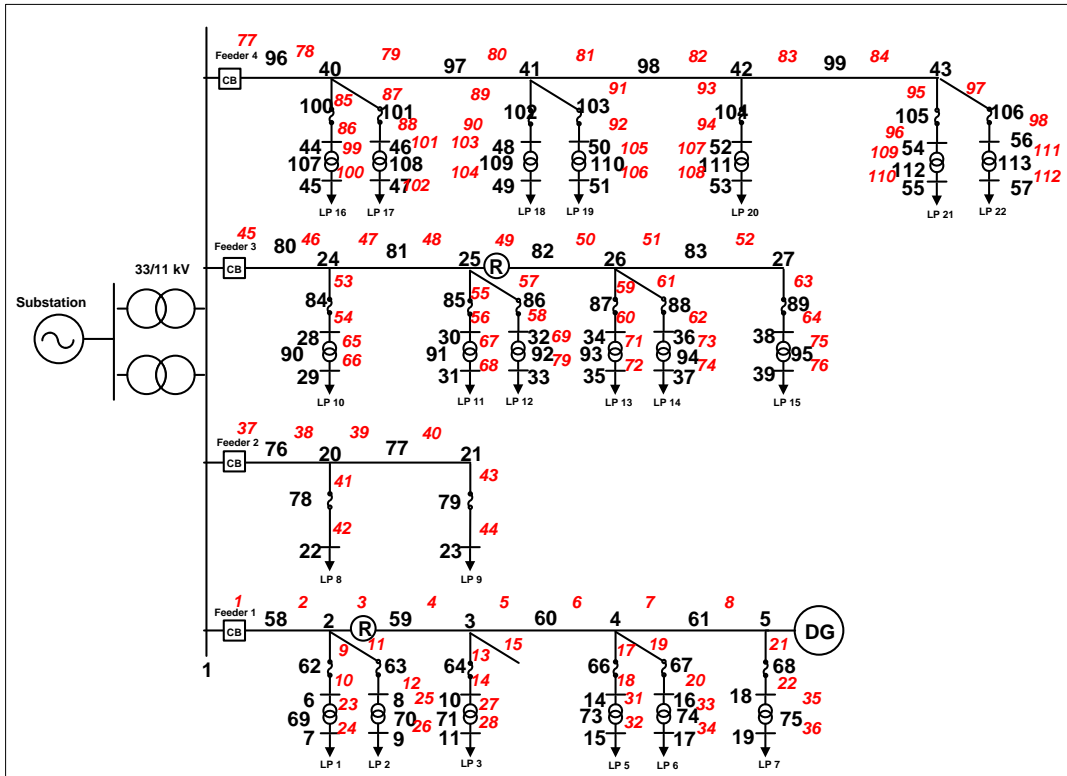
กรณีศึกษาที่ 1.3 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโกลสเซอร์ ณ สายที่ 3 และ 49 และลัดวงจรบัสที่ 12

ในกรณีนี้ จะทำการติดตั้งรีโกลสเซอร์ ณ สายที่ 3 และ 49 และสมมติให้เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 12 จะสามารถคำนวณหาลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้างี้ได้แสดงในตารางที่ 6.13

ตารางที่ 6.13 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาแรก (กรณีศึกษาที่ 1.3)

ลำดับการทำงาน	ลำดับที่ 1	ลำดับที่ 2
ตำแหน่งของสายที่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าติดตั้ง	15	3
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	6946.36301	6083.811
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	0.01515887	0.309096

โดยในช่วงเวลาแรก ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตารางที่ 6.13 แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 15 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรกที่เปิดวงจรของช่วงเวลาแรก ทำให้ระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 2 บริเวณ ดังภาพที่ 6.17



ภาพที่ 6.17 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 15 จะทำการเปิดวงจร

หลังจาก อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้า ณ สายที่ 15 เสร็จสิ้น ในบริเวณเกิดการลัดวงจรจะไม่มี อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ตำแหน่งอื่นทำงาน เนื่องจากค่ากระแสลัดวงจรไม่สูงพอที่จะส่งผลให้ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน ดังนั้นระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 2 บริเวณ ดังนี้

บริเวณที่ 1 (A) คือบริเวณที่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการ ลัดวงจรนั้น แหล่งจ่ายไฟฟ้ายังสามารถจ่ายไฟฟ้าให้โหลดในบริเวณด้วยสถานการณ์ปกติ โดยจะ พิจารณาจาก แหล่งจ่ายไฟฟ้าจ่ายโหลดได้เพียงพอ ค่าแรงดันในแต่ละบัสมีค่าปกติ และค่า กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสูงเกินค่าพิกัดของสายดังตารางที่ 6.14

บริเวณที่ 2 (B) คือบริเวณที่ไม่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการ ลัดวงจรนั้น ทำให้ในบริเวณนี้เกิดไฟดับ ส ่งผลต่อดัชนีประเมินความเชื่อถือ ได้ทางไฟฟ้าคือค่า พลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (ENS) โดยหากการติดตั้งรีโคลเซอร์ไม่เหมาะสมจะ ทำให้บริเวณไฟดับกว้าง ซึ่งจะส่งผลเสียต่อความเชื่อถือ ได้ทางไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งการลัดวงจร

ณ บัสที่ 12 จะทำให้เกิดการจ่ายพลังงานไม่เพียงพอเป็น 0.00113 MWh โดยบัสที่ 12 มีค่าอัตราการเสียหาย (Failure rate) คือ 0.001 ครั้งต่อปี และระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time) คือ 2 ชั่วโมง

ในกรณีที่ 1.3 จะไม่มีโอกาสที่จะเกิดการแยกตัวอิสระเนื่องจาก ขณะเกิดการแยกบริเวณ แล้วระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ยังคงเชื่อมต่ออยู่กับสถานีผลิตไฟฟ้าย่อย ทำให้ ระบบไฟฟ้าสามารถรักษาระดับแรงดันและระดับความถี่อยู่ในระดับปกติได้

ตารางที่ 6.14 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าในสาย (บริเวณที่ 1) หลังการลัดวงจร (กรณีที่ 1.3)

แรงดันบัส		กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสาย				
บัส	ขนาดแรงดัน (p.u.)	จากบัส	ถึงบัส	กำลังจริง (MW)	กำลังเสมือน (MVAr)	กำลังปรากฏ (MVA)
1	1.05	1	58	1.59	1.54	2.25
2	1.05	58	2	1.59	1.54	2.24
3	1.04	2	59	0.51	0.72	0.73
4	1.04	59	3	0.51	0.72	0.73
5	1.05	3	60	-0.02	0.31	0.03
6	1.05	60	4	-0.02	0.31	0.03
7	0.98	4	61	-1.04	-0.46	1.48
8	1.04	61	5	-1.05	-0.46	1.48
9	0.98	2	62	0.54	0.41	0.76
10	1.04	62	6	0.54	0.41	0.76
11	0.98	2	63	0.54	0.41	0.76
14	1.04	63	8	0.54	0.41	0.76
15	0.97	3	64	0.54	0.41	0.76
16	1.04	64	10	0.54	0.41	0.76
17	0.99	4	66	0.57	0.44	0.80
18	1.04	66	14	0.57	0.44	0.80
19	0.99	4	67	0.45	0.33	0.64
20	1.05	67	16	0.45	0.33	0.64
21	1.04	5	68	0.45	0.33	0.64
22	1.04	68	18	0.45	0.33	0.64
23	1.04	6	69	0.54	0.41	0.76
24	1.04	69	7	0.53	0.37	0.76
25	1.04	8	70	0.54	0.41	0.76
26	1.03	70	9	0.53	0.37	0.76
27	1.03	10	71	0.54	0.41	0.76
28	1.04	71	11	0.53	0.37	0.76
29	0.98	14	73	0.57	0.44	0.80
30	1.04	73	15	0.57	0.39	0.80
31	0.97	16	74	0.45	0.33	0.64
32	1.04	74	17	0.45	0.31	0.64

33	0.98	18	75	0.45	0.33	0.64
34	1.03	75	19	0.45	0.31	0.64
35	0.96	1	76	2.16	1.35	3.06
36	1.03	76	20	2.16	1.34	3.05
37	0.96	20	77	1.15	0.72	1.63
38	1.03	77	21	1.15	0.72	1.63
39	0.98	20	78	1.00	0.62	1.42
40	1.04	78	22	1.00	0.62	1.42
41	1.04	21	79	1.15	0.71	1.63
42	1.03	79	23	1.15	0.71	1.63
43	1.03	1	80	3.14	2.40	4.45
44	1.04	80	24	3.13	2.39	4.43
45	0.99	24	81	2.59	1.98	3.66
46	1.04	81	25	2.58	1.97	3.66
47	0.99	25	82	1.59	1.22	2.25
48	1.04	82	26	1.59	1.22	2.25
49	0.98	26	83	0.45	0.34	0.64
50	1.04	83	27	0.45	0.34	0.64
51	0.98	24	84	0.54	0.41	0.76
52	1.03	84	28	0.54	0.41	0.76
53	0.96	25	85	0.54	0.41	0.76
54	1.03	85	30	0.54	0.41	0.76
55	0.96	25	86	0.45	0.33	0.64
56	1.03	86	32	0.45	0.33	0.64
57	0.97	26	87	0.57	0.44	0.80
58	1.05	87	34	0.57	0.44	0.80
59	1.05	26	88	0.57	0.44	0.80
60	1.04	88	36	0.57	0.44	0.80
61	1.04	27	89	0.45	0.34	0.64
62	1.05	89	38	0.45	0.34	0.64
63	1.05	28	90	0.54	0.41	0.76
64	1.04	90	29	0.53	0.37	0.76
66	1.04	30	91	0.54	0.41	0.76
67	1.04	91	31	0.53	0.37	0.76
68	1.05	32	92	0.45	0.33	0.64
69	1.01	92	33	0.45	0.31	0.64
70	1.01	34	93	0.57	0.44	0.80
71	1.01	93	35	0.57	0.39	0.80
73	1.01	36	94	0.57	0.44	0.80
74	1.01	94	37	0.57	0.39	0.80
75	1.02	38	95	0.45	0.34	0.64
76	1.05	95	39	0.45	0.31	0.64
77	1.04	1	96	3.43	2.59	4.85
78	1.04	96	40	3.42	2.58	4.84
79	1.04	40	97	2.51	1.90	3.54

80	1.05	97	41	2.50	1.89	3.54
81	1.04	41	98	1.59	1.22	2.25
82	1.04	98	42	1.59	1.22	2.25
83	1.03	42	99	1.02	0.78	1.45
84	1.04	99	43	1.02	0.78	1.45
85	1.04	40	100	0.45	0.33	0.64
86	1.04	100	44	0.45	0.33	0.64
87	1.03	40	101	0.45	0.33	0.64
88	1.03	101	46	0.45	0.33	0.64
89	1.03	41	102	0.45	0.33	0.64
90	1.01	102	48	0.45	0.33	0.64
91	1.00	41	103	0.45	0.33	0.64
92	1.01	103	50	0.45	0.33	0.64
93	1.00	42	104	0.57	0.44	0.80
94	1.00	104	52	0.57	0.44	0.80
95	1.00	43	105	0.57	0.44	0.80
96	1.05	105	54	0.57	0.44	0.80
97	1.04	43	106	0.45	0.34	0.64
98	1.04	106	56	0.45	0.34	0.64
99	1.03	44	107	0.45	0.33	0.64
100	1.04	107	45	0.45	0.31	0.64
101	1.04	46	108	0.45	0.33	0.64
102	1.04	108	47	0.45	0.31	0.64
103	1.04	48	109	0.45	0.33	0.64
104	1.03	109	49	0.45	0.31	0.64
105	1.03	50	110	0.45	0.33	0.64
106	1.03	110	51	0.45	0.31	0.64
107	1.01	52	111	0.57	0.44	0.80
108	1.01	111	53	0.57	0.39	0.80
109	1.01	54	112	0.57	0.44	0.80
110	1.01	112	55	0.57	0.40	0.80
111	0.99	56	113	0.45	0.34	0.64
112	0.99	113	57	0.45	0.31	0.64
113	1.00					

จากตารางที่ 6.14 สรุปได้ว่า หลังเกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 12 ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน และสถานีไฟฟ้าย่อยยังคงสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดในบริเวณที่ 1 ได้เนื่องจากค่าแรงดันบัสแต่ละบัสมีค่าอยู่ในช่วงแรงดันปกติ โดยแรงดันปกติคือ 0.95 p.u.-1.05 p.u. และกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายมีค่าไม่เกินพิกัดของสาย โดยพิกัดของสายไฟฟ้าคือ 5 MVA

1.4 ตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2

ในหัวข้อนี้จะทำการจำลองการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตำแหน่งต่างๆ เพื่อคำนวณหาค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอ (ENS) และจำนวนครั้งของโอกาสที่จะเกิดการแยกตัวอิสระ ในช่วงระยะเวลา 1 ปี ของระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2 โดยสมมติให้มีโอกาสที่จะเกิดการลัดวงจรประเภทสามเฟสร้อยละ 3 และมีโอกาสที่จะเกิดการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดินร้อยละ 97 สำหรับ บัส สายไฟฟ้า และ หม้อแปลงจำหน่าย ในระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถสรุปได้ดัง ตารางที่ 6.15

ตารางที่ 6.15 ค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอ (ENS) และจำนวนครั้งของโอกาสที่จะเกิดการแยกตัวอิสระ ในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในตำแหน่งต่างๆ

ENS (MWh)	จำนวนครั้งของการแยกตัวอิสระ	ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า	
		จากบัสที่	ถึงบัสที่
88.31	0.39	2	3
		3	4
79.65	0	2	3
		25	26
75.30	0	20	21
		42	43

การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วม (ซึ่งจำนวนครั้งของการแยกตัวอิสระ คือ ผลรวมของอัตราการขาดข้องของอุปกรณ์ต่างๆ ในเวลาหนึ่งปี ที่ขณะเกิดการลัดวงจร ณ อุปกรณ์นั้น แล้วทำให้เกิดการแยกตัวอิสระเกิดขึ้น) โดยการใช้วิธีการหาค่าตอบที่เหมาะสมด้วยวิธีจินเนติกอัลกอริทึม (Genetic algorithm) ที่ได้เสนอไว้ในบทที่ 5 แบบใช้รีโกลส์ เซอร์ 2 ตำแหน่ง ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.16

ตารางที่ 6.16 ตำแหน่งติดตั้งรีโคลสเซอร์ที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2

จำนวน รีโคลสเซอร์	กรณีที่ 1 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2			
	ENS (MWh)	จำนวนครั้งของ การแยกตัวอิสระ	ตำแหน่งติดตั้งรีโคลสเซอร์	
			จากบัสที่	ถึงบัสที่
2	70.07	0	25	26
			41	42

การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วม แบบใช้รีโคลสเซอร์ 1 ตำแหน่ง ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.17

ตารางที่ 6.17 ตำแหน่งติดตั้งรีโคลสเซอร์ที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2

จำนวน รีโคลสเซอร์	กรณีที่ 1 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus 2			
	ENS (MWh)	จำนวนครั้งของ การแยกตัวอิสระ	ตำแหน่งติดตั้งรีโคลสเซอร์	
			จากบัสที่	ถึงบัสที่
1	75.45	0	25	26

การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วม แบบใช้รีโคลสเซอร์ 1 ตำแหน่ง และในกรณีที่กำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์สามารถรักษา ระดับแรงดันและความถี่ให้อยู่ในช่วงค่าปกติขณะเกิดการแยกตัวอิสระ จะถือว่าในบริเวณนั้นยังคง อยู่ในสภาวะปกติ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.18

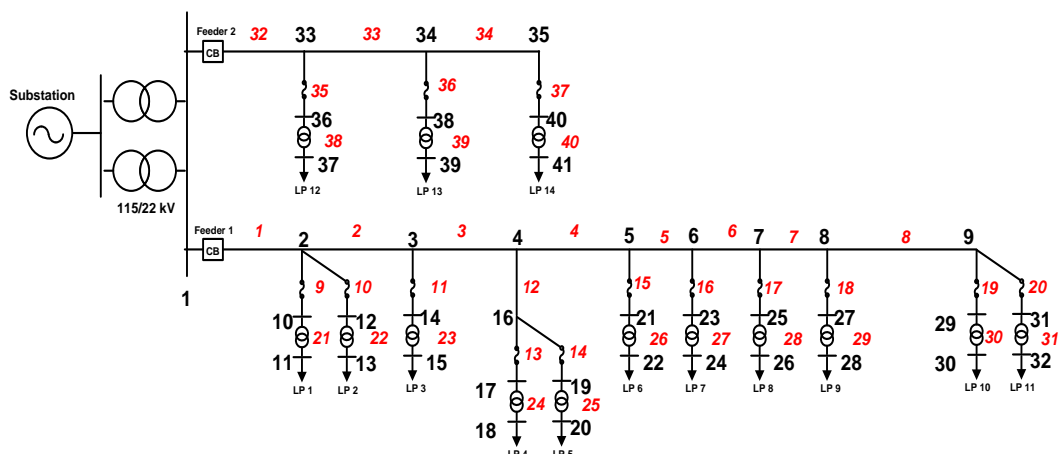
ตารางที่ 6.18 ตำแหน่งติดตั้งรีโกลสเซอร์ที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้า RBTS Bus2

จำนวน รีโกลสเซอร์	กรณีที่ 1 ระบบไฟฟ้า RBTS Bus2			
	ENS (MWh)	จำนวนครั้งของ การแยกตัวอิสระ	ตำแหน่งติดตั้งรีโกลสเซอร์	
			จากบัสที่	ถึงบัสที่
1	69.52	0.39	3	4

6.3.2.2 การหาตำแหน่งการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ที่เหมาะสม สำหรับระบบ ไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน

กรณีที่ 2 จะแสดงตัวอย่างวิธีการหาตำแหน่งติดตั้งรีโกลสเซอร์ที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย ซึ่งในกรณีจะมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีขนาด 0.7 MVA ที่บัส 9 ซึ่งจะทดสอบกับระบบ ไฟฟ้าดัดแปลง บ้านเลน ดังแสดงในภาพที่ 6.18 และแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรต่อความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และตำแหน่งการติดตั้งรีโกลสเซอร์ต่อความเชื่อถือ ได้ของระบบจำหน่าย ไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงผลของตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่อการป้องกันการแยกตัวอิสระ โดยจะจำลองสถานการณ์ในการติดตั้งรีโกลสเซอร์และตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจร ประเภทสามเฟส ออกเป็น 3 กรณี และวิเคราะห์เปรียบเทียบ ดังนั้นสามารถแบ่งออกเป็น 4 หัวข้อ ดังนี้

- กรณีที่ 2.1 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโกลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 11 และลัดวงจรบัสเสมือนที่ 45
- กรณีที่ 2.2 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโกลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 13 และลัดวงจรบัสเสมือนที่ 45
- กรณีที่ 2.3 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโกลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 11 และลัดวงจรบัสที่ 12
- ตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน



ภาพที่ 6.18 ระบบไฟฟ้าตัดแปลงบ้านเลน (อ้างอิงหมายเลขบัสและสายใหม่)

ในหัวข้อนี้จะแสดงให้เห็นถึงผลของตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าต่อพลังงานที่จ่ายไม่พอและการป้องกันการแยกตัวอิสระจากกรณีที่ 2.1 เปรียบเทียบกับกรณีที่ 2.2 และจะแสดงให้เห็นถึงผลของตำแหน่งที่เกิดการลัดวงจรต่อพลังงานที่จ่ายไม่พอและการป้องกันการแยกตัวอิสระจากกรณีที่ 2.1 เปรียบเทียบกับกรณีที่ 2.3

กรณีที่ 2.1 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโคลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 11 และลัดวงจรบัสเสมือนที่ 45

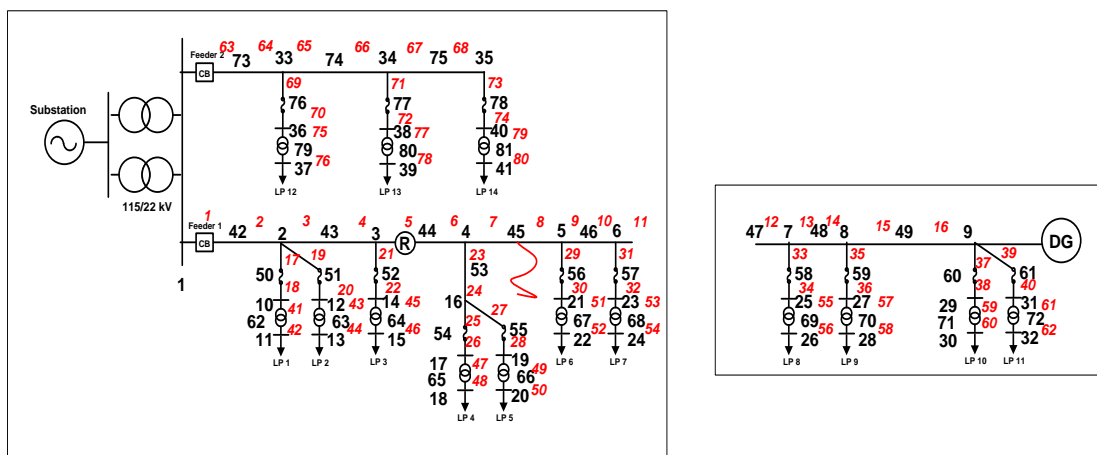
ในกรณีนี้ จะทำการติดตั้งรีโคลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 11 และสมมติให้เกิดการลัดวงจร ณ บัสเสมือนที่ 45 จะสามารถคำนวณหาลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าดังได้แสดงในตารางที่ 6.19

ตารางที่ 6.19 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาแรก (กรณีที่ 2.1)

ลำดับการทำงาน	ลำดับที่ 1	ลำดับที่ 2
ตำแหน่งของสายที่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าติดตั้ง	11	5
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	132.0133	435.0045
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	0.288827	0.398147

โดยในช่วงเวลาแรก ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตารางที่ 6.19 แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ

สายที่ 11 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรก ที่เปิดวงจรของช่วงเวลาแรก ทำให้ ระบบจะถูกแบ่งออกเป็น 2 บริเวณ ดังภาพที่ 6.19



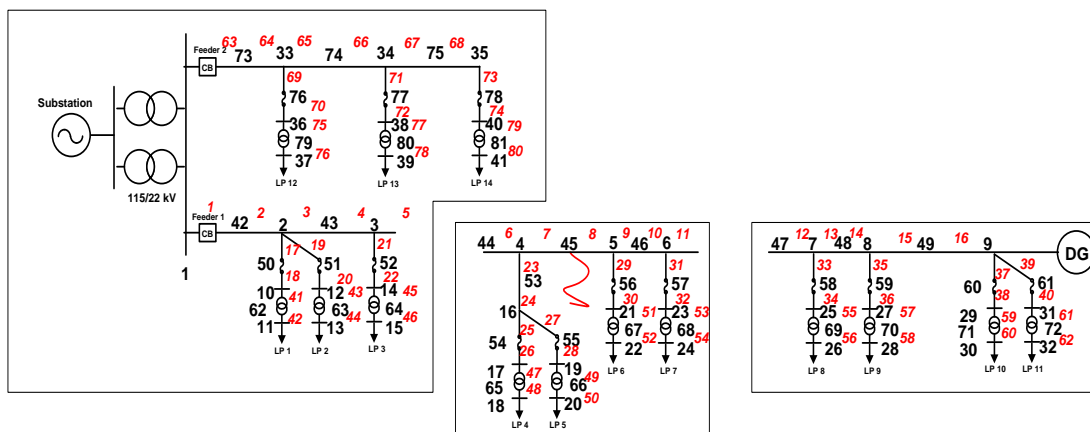
ภาพที่ 6.19 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 11 จะทำการเปิดวงจร

หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 11 เสร็จสิ้น จะคำนวณหาลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าสำหรับช่วงเวลาที่สอง ดัง แสดงในตารางที่ 6.20

ตารางที่ 6.20 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงเวลาที่สอง (กรณีที่ 2.1)

ลำดับการทำงาน	ลำดับที่ 1	ลำดับที่ 2
ตำแหน่งของสายที่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าติดตั้ง	5	1
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	471.7167	369.2394
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	0.383511	0.785462

โดยในช่วงเวลาที่สอง ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตารางที่ 6.20 แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 11 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรก ที่เปิดวงจรของช่วงเวลาที่สอง ทำให้ ระบบจะถูกแบ่งออกเป็น 3 บริเวณ ดังภาพที่ 6.20



ภาพที่ 6.20 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 11 และ สายที่ 5 เปิดวงจร

หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 11 และ สายที่ 5 ตามลำดับเสร็จสิ้น ในบริเวณเกิดการลัดวงจรจะไม่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ตำแหน่งอื่นทำงาน เนื่องจากค่ากระแสลัดวงจรไม่สูงพอที่จะส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้าทำงาน ดังนั้นระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 3 บริเวณ ดังนี้

บริเวณที่ 1 (A) คือบริเวณที่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น แหล่งจ่ายไฟฟ้ายังสามารถจ่ายไฟฟ้าให้โหลดในบริเวณด้วยสถานการณ์ปกติ โดยจะพิจารณาจาก แหล่งจ่ายไฟฟ้าจ่ายโหลดได้เพียงพอ ค่าแรงดันในแต่ละบัสมีค่าปกติ และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสูงเกินค่าพิกัดของสายดังตารางที่ 6.21

บริเวณที่ 2 (B และ C) คือบริเวณที่ไม่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น ทำให้ในบริเวณนี้เกิดไฟดับ ส่งผลต่อดัชนีประเมินความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าคือค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (ENS) โดยหากการติดตั้งรีโคลเซอร์ไม่เหมาะสม จะทำให้บริเวณไฟดับกว้าง ซึ่งจะส่งผลเสียต่อความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าของผู้ใช้ ไฟฟ้า ซึ่งการลัดวงจร ณ บัสที่ 2 จะทำให้เกิดการจ่ายพลังงานไม่เพียงพอเป็น 0.1119 MWh โดยบัสเสมือนที่ 45 มีค่าอัตราการเสียหาย (Failure rate) คือ 0.085 ครั้งต่อปี (เนื่องจากสายมีอัตราเสียหาย 0.36 ครั้ง/ปี.กิโลเมตร และสายมีความยาว 0.236 กิโลเมตร) และระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time) คือ 76 นาที

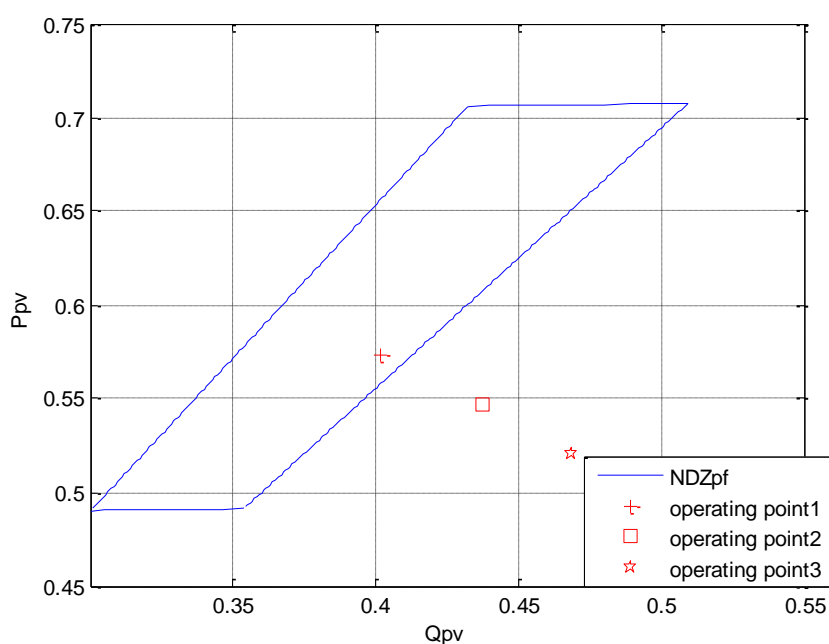
บริเวณที่ 3 (B) คือบริเวณที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะพิจารณาว่าขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกับโหลดไฟฟ้าในบริเวณที่

เกิดการแยกตัวอิสระ จนสามารถทำให้รีเลย์แรงดัน และรีเลย์ความถี่ตรวจจับไม่ได้ จนทำให้เกิดการแยกตัวอิสระหรือไม่ แสดงดังภาพที่ 6.21 โดยจะสมมติให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ มีจุดทำงานที่ $\tan\phi$ เท่ากับ 0.7 0.8 และ 0.9 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.21 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าในสาย (บริเวณที่ 1) หลังลัดวงจร (กรณี 2.1)

แรงดันบัส		กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสาย				
บัส	ขนาดแรงดัน (p.u.)	จากบัส	ถึงบัส	กำลังจริง (MW)	กำลังเสมือน (MVAr)	กำลังปรากฏ (MVA)
1	1.05	1	42	0.45	0.29	0.63
2	1.05	42	2	0.45	0.29	0.63
3	1.05	2	43	0.02	0.01	0.02
10	1.05	43	3	0.02	0.01	0.02
11	1.02	2	50	0.22	0.14	0.30
12	1.05	50	10	0.22	0.14	0.30
13	1.02	2	51	0.22	0.14	0.30
14	1.05	51	12	0.22	0.14	0.30
15	1.04	3	52	0.02	0.01	0.02
33	1.05	52	14	0.02	0.01	0.02
34	1.05	10	62	0.22	0.14	0.30
35	1.05	62	11	0.21	0.14	0.30
36	1.05	12	63	0.22	0.14	0.30
37	1.03	63	13	0.21	0.14	0.30
38	1.05	14	64	0.02	0.01	0.02
39	1.04	64	15	0.02	0.01	0.02
40	1.05	1	73	0.06	0.04	0.09
41	1.04	73	33	0.06	0.04	0.09
42	1.05	33	74	0.03	0.02	0.05
43	1.05	74	34	0.03	0.02	0.05
50	1.05	34	75	0.02	0.01	0.02
51	1.05	75	35	0.02	0.01	0.02
52	1.05	33	76	0.03	0.02	0.04
62	1.03	76	36	0.03	0.02	0.04
63	1.03	34	77	0.02	0.01	0.02
64	1.04	77	38	0.02	0.01	0.02
73	1.05	35	78	0.02	0.01	0.02
74	1.05	78	40	0.02	0.01	0.02
75	1.05	36	79	0.03	0.02	0.04
76	1.05	79	37	0.03	0.02	0.04
77	1.05	38	80	0.02	0.01	0.02
78	1.05	80	39	0.02	0.01	0.02
79	1.04	40	81	0.02	0.01	0.02
80	1.04	81	41	0.02	0.01	0.02
81	1.04					

จากตารางที่ 6.21 สรุปได้ว่า หลังเกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 45 ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน และสถานีไฟฟ้าย่อยยังคงสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดในบริเวณที่ 1 ได้เนื่องจากค่าแรงดันบัสแต่ละบัสมีค่าอยู่ในช่วงแรงดันปกติ โดยแรงดันปกติคือ 0.95 p.u.-1.05 p.u. และกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายมีค่าไม่เกินพิกัดของสาย โดยพิกัดของสายไฟฟ้าคือ 5 MVA



ภาพที่ 6.21 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf}) และจุดทำงานของกำลังไฟฟ้า
ในบริเวณแยกตัวอิสระ

จากภาพที่ 6.21 สรุปได้ว่า หลังเกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 45 เกิดการเปิดวงจรจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า จะทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่ไม่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนของ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ในช่วงบริเวณกำลังไฟฟ้าแตกต่างที่ตรวจจับไม่ได้ ทำให้ระบบไฟฟ้ามีโอกาสที่จะเกิดการแยกตัวอิสระขึ้นได้

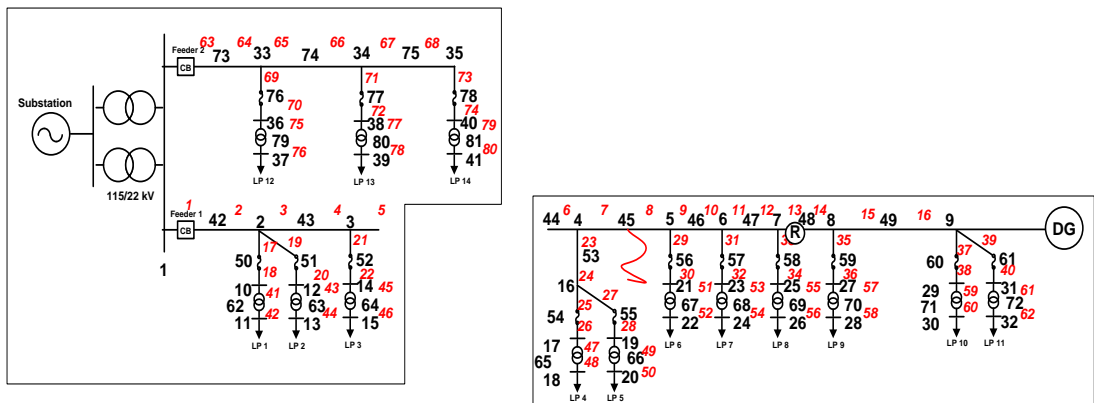
กรณีศึกษาที่ 2.2 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโคลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 13 และลัดวงจรบัสเสมือนที่ 45

ในกรณีนี้ จะทำการติดตั้งรีโคลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 13 และสมมติให้เกิดการลัดวงจร ณ บัสเสมือนที่ 45 จะสามารถคำนวณหาลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้างี้ได้ตามแสดงในตารางที่ 6.22

ตารางที่ 6.22 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงแรก (กรณีศึกษาที่ 2.2)

ลำดับการทำงาน	ลำดับที่ 1	ลำดับที่ 2
ตำแหน่งของสายที่อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าติดตั้ง	5	13
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	435.0045	101.1616
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	0.398147	0.480902

โดยในช่วงเวลาแรก ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตารางที่ 6.22 แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรกที่เปิดวงจรของช่วงเวลาแรก ทำให้ระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 2 บริเวณ ดังภาพที่ 6.22



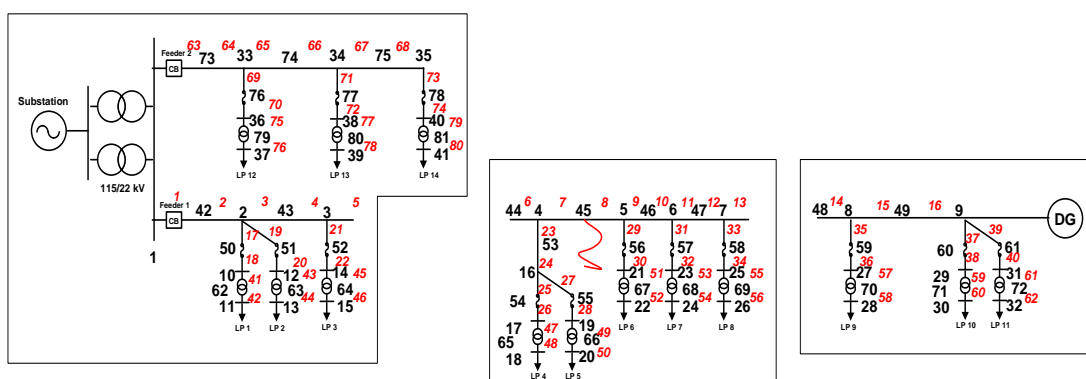
ภาพที่ 6.22 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 จะทำการเปิดวงจร

หลังจาก อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 เสร็จสิ้น จะ คำนวณหาลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าสำหรับช่วงเวลาที่สอง ดังแสดงในตารางที่ 6.23

ตารางที่ 6.23 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงที่สอง (กรณีที่ 2.2)

ลำดับการทำงาน	1
ตำแหน่งของสายที่รีโคลสเซอร์ติดตั้ง	3
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	13
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	63.69791

โดยในช่วงเวลาที่สอง ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตารางที่ 6.23 แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 1 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรกที่เปิดวงจรของช่วงเวลาที่สอง ทำให้ระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 3 บริเวณ ดังภาพที่ 6.23



ภาพที่ 6.23 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 และ สายที่ 13 เปิดวงจร

หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 5 และ สายที่ 13 ตามลำดับเสร็จสิ้น ในบริเวณเกิดการลัดวงจรจะไม่มีอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ตำแหน่งอื่นทำงาน เนื่องจากค่ากระแสลัดวงจรไม่สูงพอที่จะส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้าทำงาน ดังนั้นระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 3 บริเวณ ดังนี้

บริเวณที่ 1 (A) คือบริเวณที่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น แหล่งจ่ายไฟฟ้ายังสามารถจ่ายไฟฟ้าให้โหลดในบริเวณด้วยสถานการณ์ปกติ โดยจะพิจารณาจาก แหล่งจ่ายไฟฟ้าจ่ายโหลดได้เพียงพอ ค่าแรงดันในแต่ละบัสมีค่าปกติ และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสูงเกินค่าพิกัดของสายตารางที่ 6.24

บริเวณที่ 2 (B และ C) คือบริเวณที่ไม่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น ทำให้ในบริเวณนี้เกิดไฟดับ ส่งผลต่อดัชนีประเมินความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าคือค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (ENS) โดยหากการติดตั้งรีโคลสเซอร์ไม่เหมาะสมจะทำให้บริเวณไฟดับกว้าง ซึ่งจะส่งผลเสียต่อความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าของผู้ใช้ ไฟฟ้า ซึ่งการลัดวงจร ณ บัสที่ 2 จะทำให้เกิดการจ่ายพลังงานไม่เพียงพอ เป็น 0.1119 MWh โดยบัสเสมือนที่ 45 มีค่าอัตราการเสียหาย (Failure rate) คือ 0.085 ครั้งต่อปี (เนื่องจากสายมีอัตราเสียหาย 0.36 ครั้ง/ปี.กิโลเมตร และสายมีความยาว 0.236 กิโลเมตร) และระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time) คือ 76 นาที

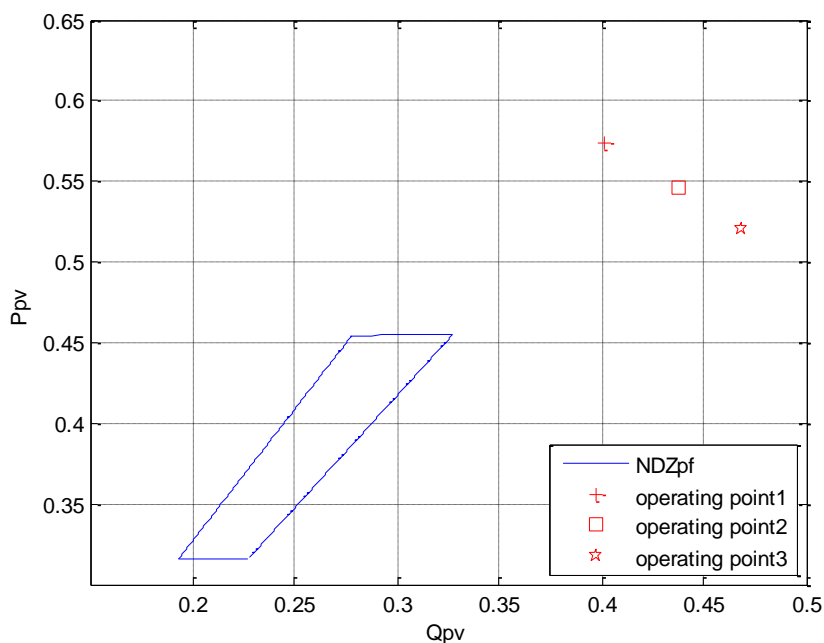
บริเวณที่ 3 (B) คือบริเวณที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ จะพิจารณาว่าขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกับโหลดไฟฟ้าในบริเวณที่เกิดการแยกตัวอิสระ จนสามารถทำให้รีเลย์แรงดัน และรีเลย์ความถี่ตรวจจับไม่ได้ จนทำให้เกิดการแยกตัวอิสระหรือไม่ แสดงดังภาพที่ 6.24 โดยจะสมมติให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีจุดทำงานที่ $\tan\phi$ เท่ากับ 0.7 0.8 และ 0.9 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.24 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าในสาย (บริเวณที่ 1) หลังการลัดวงจร (กรณีที่ 2.2)

แรงดันบัส		กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสาย				
บัส	ขนาดแรงดัน (p.u.)	จากบัส	ถึงบัส	กำลังจริง (MW)	กำลังเสมือน (MVA _r)	กำลังปรากฏ (MVA)
1	1.05	1	42	0.45	0.29	0.63
2	1.05	42	2	0.45	0.29	0.63
3	1.05	2	43	0.02	0.01	0.02
10	1.05	43	3	0.02	0.01	0.02
11	1.02	2	50	0.22	0.14	0.30
12	1.05	50	10	0.22	0.14	0.30
13	1.02	2	51	0.22	0.14	0.30
14	1.05	51	12	0.22	0.14	0.30
15	1.04	3	52	0.02	0.01	0.02
33	1.05	52	14	0.02	0.01	0.02
34	1.05	10	62	0.22	0.14	0.30
35	1.05	62	11	0.21	0.14	0.30
36	1.05	12	63	0.22	0.14	0.30
37	1.03	63	13	0.21	0.14	0.30
38	1.05	14	64	0.02	0.01	0.02
39	1.04	64	15	0.02	0.01	0.02
40	1.05	1	73	0.06	0.04	0.09
41	1.04	73	33	0.06	0.04	0.09
42	1.05	33	74	0.03	0.02	0.05
43	1.05	74	34	0.03	0.02	0.05

50	1.05	34	75	0.02	0.01	0.02
51	1.05	75	35	0.02	0.01	0.02
52	1.05	33	76	0.03	0.02	0.04
62	1.03	76	36	0.03	0.02	0.04
63	1.03	34	77	0.02	0.01	0.02
64	1.04	77	38	0.02	0.01	0.02
73	1.05	35	78	0.02	0.01	0.02
74	1.05	78	40	0.02	0.01	0.02
75	1.05	36	79	0.03	0.02	0.04
76	1.05	79	37	0.03	0.02	0.04
77	1.05	38	80	0.02	0.01	0.02
78	1.05	80	39	0.02	0.01	0.02
79	1.04	40	81	0.02	0.01	0.02
80	1.04	81	41	0.02	0.01	0.02
81	1.04					

จากตารางที่ 6.24 สรุปได้ว่า หลัง เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 45 ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน และสถานีไฟฟ้าย่อยยังคงสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดในบริเวณที่ 1 ได้เนื่องจากค่าแรงดันบัสแต่ละบัสมีค่าอยู่ในช่วงแรงดันปกติ โดยแรงดันปกติคือ 0.95 p.u.-1.05 p.u. และกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายมีค่าไม่เกินพิกัดของสาย โดยพิกัดของสายไฟฟ้าคือ 5 MVA



ภาพที่ 6.24 บริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้ (NDZ_{pf}) และจุดทำงานของกำลังไฟฟ้า
ในบริเวณแยกตัวอิสระ

จากภาพที่ 6.24 สรุปได้ว่า หลังเกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 45 เกิดการเปิดวงจรจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า จะทำให้รีเลย์แรงดันและรีเลย์ความถี่สามารถตรวจจับการเกิดการแยกตัวอิสระได้ เนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงและเสมือนของระบบ ผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ไม่อยู่ในช่วงบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ตรวจจับไม่ได้

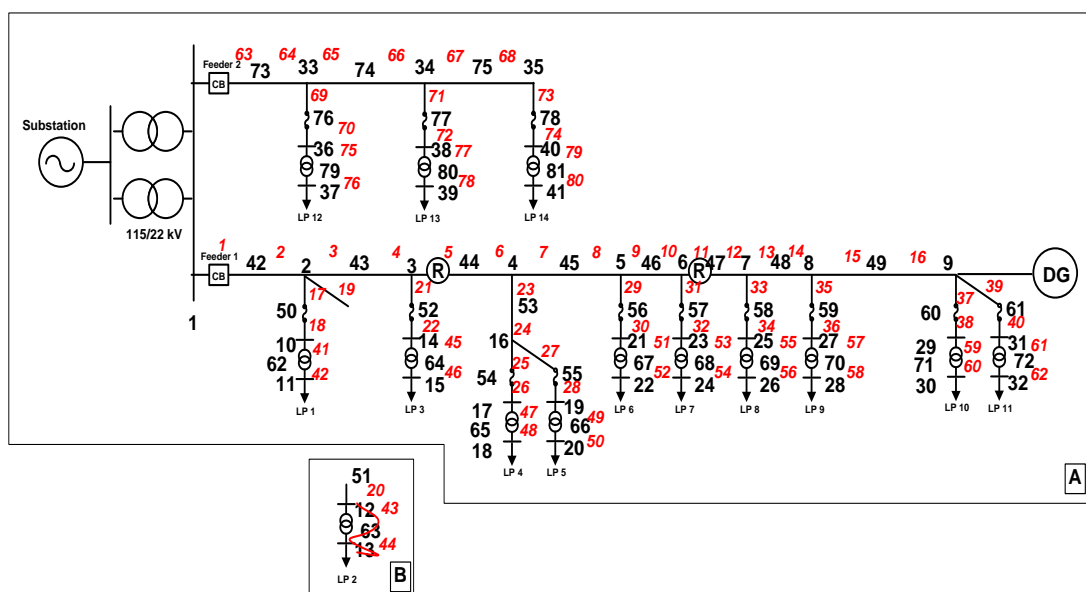
กรณีที่ 2.3 ระบบไฟฟ้าติดตั้งรีโคลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 11 และลัดวงจรบัสที่ 12

ในกรณีนี้ จะทำการติดตั้งรีโคลสเซอร์ ณ สายที่ 5 และ 11 และสมมติให้เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 12 จะสามารถคำนวณหาลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าและกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าดังได้แสดงในตารางที่ 6.25

ตารางที่ 6.25 ตัวอย่างลำดับการทำงานและค่ากระแสลัดวงจรในช่วงแรก (กรณีที่ 2.3)

ลำดับการทำงาน	ลำดับที่ 1	ลำดับที่ 2
ตำแหน่งของสายที่อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าติดตั้ง	19	11
กระแสลัดวงจรที่ไหลผ่านอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (A)	602.628165	132.0082
เวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (วินาที)	0.02464532	0.28883

โดยในช่วงเวลาแรก ตัวอย่าง ลำดับการทำงานของ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรที่ไหลผ่าน อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตารางที่ 6.25 แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 19 เป็นอุปกรณ์ลำดับแรกที่เปิดวงจรของช่วงแรก ทำให้ระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 2 บริเวณ ดังภาพที่ 6.25



ภาพที่ 6.25 บริเวณต่างๆ หลังจากอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 19 จะทำการเปิดวงจร

หลังจาก อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ณ สายที่ 19 เสร็จสิ้น ในบริเวณเกิดการลัดวงจรจะไม่มี อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่ตำแหน่งอื่นทำงาน เนื่องจากค่ากระแสลัดวงจรไม่สูงพอที่จะส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน ดังนั้นระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 2 บริเวณ ดังนี้

บริเวณที่ 1 (A) คือบริเวณที่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น แหล่งจ่ายไฟฟ้ายังสามารถจ่ายไฟฟ้าให้โหลดในบริเวณด้วยสถานการณ์ปกติ โดยจะพิจารณาจาก แหล่งจ่ายไฟฟ้าจ่ายโหลดได้เพียงพอ ค่าแรงดันในแต่ละบัสมีค่าปกติ และค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายสูงเกินค่าพิกัดของสายดังตารางที่ 6.26

บริเวณที่ 2 (B) คือบริเวณที่ไม่มีแหล่งจ่ายไฟฟ้า จะพิจารณาว่าขณะหลังจากที่เกิดการลัดวงจรนั้น ทำให้ในบริเวณนี้เกิดไฟดับ ส่งผลต่อดัชนีประเมินความเชื่อถือ ได้ทางไฟฟ้าคือค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (ENS) โดยหากการติดตั้งรีโคลเซอร์ไม่เหมาะสมจะทำให้บริเวณไฟดับกว้าง ซึ่งจะส่งผลเสียต่อความเชื่อถือ ได้ทางไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งการลัดวงจร บัสที่ 2 จะทำให้เกิดการจ่ายพลังงานไม่เพียงพอเป็น 0.095 MWh โดยบัสที่ 2 มีค่าอัตราการเสียหาย (Failure rate) คือ 0.36 ครั้งต่อปี และระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time) คือ 76 นาที

ในกรณีที่ 2.3 จะไม่มีโอกาสที่จะเกิดการแยกตัวอิสระเนื่องจาก ขณะเกิดการแยกบริเวณแล้วระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ยังคงเชื่อมต่อกับสถานีผลิตไฟฟ้าย่อย ทำให้ ระบบไฟฟ้าสามารถรักษาระดับแรงดันและระดับความถี่อยู่ในระดับปกติได้

ตารางที่ 6.26 ค่าแรงดันบัสและค่ากำลังไฟฟ้าในสาย (บริเวณที่ 1) หลังลัดวงจร (กรณีที่ 2.3)

แรงดันบัส		กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสาย				
บัส	ขนาดแรงดัน (p.u.)	จากบัส	ถึงบัส	กำลังจริง (MW)	กำลังเสมือน (MVA _r)	กำลังปรากฏ (MVA)
1	1.05	1	42	0.74	0.43	1.05
2	1.05	42	2	0.74	0.43	1.05
3	1.05	2	43	0.53	0.29	0.75
4	1.05	43	3	0.53	0.29	0.75
5	1.05	3	44	0.51	0.28	0.72
6	1.05	44	4	0.51	0.28	0.72
7	1.05	4	45	0.35	0.17	0.49
8	1.05	45	5	0.35	0.17	0.49
9	1.05	5	46	0.13	0.03	0.19
10	1.05	46	6	0.13	0.03	0.19
11	1.02	6	47	0.04	-0.03	0.06
14	1.05	47	7	0.04	-0.03	0.06
15	1.04	7	48	-0.17	-0.17	0.24
16	1.05	48	8	-0.17	-0.17	0.24
17	1.05	8	49	-0.26	-0.22	0.36
18	1.03	49	9	-0.26	-0.22	0.36
19	1.05	2	50	0.22	0.14	0.30
20	1.02	50	10	0.22	0.14	0.30

21	1.05	3	52	0.02	0.01	0.02
22	1.02	52	14	0.02	0.01	0.02
23	1.05	4	53	0.16	0.11	0.23
24	1.02	53	16	0.16	0.11	0.23
25	1.05	16	54	0.03	0.02	0.04
26	1.02	54	17	0.03	0.02	0.04
27	1.05	16	55	0.14	0.09	0.20
28	1.02	55	19	0.14	0.09	0.20
29	1.05	5	56	0.22	0.14	0.30
30	1.02	56	21	0.22	0.14	0.30
31	1.05	6	57	0.09	0.06	0.12
32	1.02	57	23	0.09	0.06	0.12
33	1.05	7	58	0.22	0.14	0.30
34	1.05	58	25	0.22	0.14	0.30
35	1.05	8	59	0.09	0.06	0.12
36	1.05	59	27	0.09	0.06	0.12
37	1.03	9	60	0.22	0.14	0.30
38	1.05	60	29	0.22	0.14	0.30
39	1.04	9	61	0.09	0.06	0.12
40	1.05	61	31	0.09	0.06	0.12
41	1.04	10	62	0.22	0.14	0.30
42	1.05	62	11	0.21	0.14	0.30
43	1.05	14	64	0.02	0.01	0.02
44	1.05	64	15	0.02	0.01	0.02
45	1.05	17	65	0.03	0.02	0.04
46	1.05	65	18	0.03	0.02	0.04
47	1.05	19	66	0.14	0.09	0.20
48	1.05	66	20	0.14	0.09	0.19
49	1.05	21	67	0.22	0.14	0.30
50	1.05	67	22	0.21	0.14	0.30
52	1.05	23	68	0.09	0.06	0.12
53	1.05	68	24	0.09	0.05	0.12
54	1.05	25	69	0.22	0.14	0.30
55	1.05	69	26	0.21	0.14	0.30
56	1.05	27	70	0.09	0.06	0.12
57	1.05	70	28	0.09	0.05	0.12
58	1.05	29	71	0.22	0.14	0.30
59	1.05	71	30	0.21	0.14	0.30
60	1.05	31	72	0.09	0.06	0.12
61	1.05	72	32	0.09	0.05	0.12
62	1.03	1	73	0.06	0.04	0.09
64	1.04	73	33	0.06	0.04	0.09
65	1.04	33	74	0.03	0.02	0.05
66	1.03	74	34	0.03	0.02	0.05
67	1.03	34	75	0.02	0.01	0.02

68	1.03	75	35	0.02	0.01	0.02
69	1.03	33	76	0.03	0.02	0.04
70	1.03	76	36	0.03	0.02	0.04
71	1.03	34	77	0.02	0.01	0.02
72	1.03	77	38	0.02	0.01	0.02
73	1.05	35	78	0.02	0.01	0.02
74	1.05	78	40	0.02	0.01	0.02
75	1.05	36	79	0.03	0.02	0.04
76	1.05	79	37	0.03	0.02	0.04
77	1.05	38	80	0.02	0.01	0.02
78	1.05	80	39	0.02	0.01	0.02
79	1.04	40	81	0.02	0.01	0.02
80	1.04	81	41	0.02	0.01	0.02
81	1.04					

จากตารางที่ 6.26 สรุปได้ว่า หลัง เกิดการลัดวงจร ณ บัสที่ 45 ส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทำงาน และแหล่งจ่ายยังคงสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดในบริเวณที่ 1 ได้เนื่องจากค่าแรงดันบัสแต่ละบัสมีค่าอยู่ในช่วงแรงดันปกติ โดยแรงดันปกติคือ 0.95 p.u.-1.05 p.u. และกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายมีค่าไม่เกินพิกัดของสาย โดยพิกัดของสายไฟฟ้าคือ 5 MVA

2.4 ตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าตัดแปลงบ้านเลน

ในหัวข้อนี้จะทำการจำลองการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในตำแหน่งต่างๆ เพื่อคำนวณหาค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอ (ENS) และจำนวนครั้งของโอกาสที่จะเกิดการแยกตัวอิสระ ในช่วงระยะเวลา 1 ปี ของระบบไฟฟ้าบ้านเลน โดยสมมติให้มีโอกาสที่จะเกิดการลัดวงจรประเภทสามเฟสร้อยละ 3 และมีโอกาสที่จะเกิดการลัดวงจรประเภทหนึ่งเฟสลงดินร้อยละ 97 สำหรับ บัส สาย และ หม้อแปลงจำหน่าย ในระบบไฟฟ้า ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.27

ตารางที่ 6.27 ค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอ (ENS) และจำนวนครั้งของโอกาสที่จะเกิดการแยกตัวอิสระ ในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในตำแหน่งต่างๆ

ENS (MWh)	จำนวนครั้งของ การแยกตัวอิสระ	ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า	
		จากบัสที่	ถึงบัสที่
10.67	6.35	3	4
		6	7
9.87	1.08	4	5
		33	34
11.07	6.35	5	6
		6	7

การหาตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วม โดยการใช้วิธีการหาค่าตอบที่เหมาะสมด้วยวิธีจิ้นเนติกอัลกอริทึม (Genetic algorithm) ที่ได้เสนอไว้ในบทที่ 5 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.28

ตารางที่ 6.28 ตำแหน่งติดตั้งรีโคลสเซอร์ที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน

จำนวน รีโคลสเซอร์	กรณีที่ 2 ระบบไฟฟ้าดัดแปลงบ้านเลน			
	ENS (MWh)	จำนวนครั้งของ การแยกตัวอิสระ	ตำแหน่งติดตั้งรีโคลสเซอร์	
			จากบัสที่	ถึงบัสที่
2	10.07	0	3	4
			33	34

บทที่ 7

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

บทนี้จะเป็นการสรุปงานวิจัยทั้งหมด ภายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่ง จะสามารถแบ่งการนำเสนอได้ออกเป็น 2 หัวข้อ คือ

- 1) สรุปผลการวิจัย
- 2) ข้อเสนอแนะสำหรับงานวิจัย

7.1 สรุปผล

1) ปัจจุบันการเพิ่มจำนวน ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ส่งผลให้มีความน่าจะเป็นของการเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding) เพิ่มขึ้น ซึ่งการแยกตัวอิสระนี้ก่อให้เกิดปัญหาด้านความปลอดภัยและคุณภาพไฟฟ้าในระบบได้ ดังนั้นวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระจึงเป็นสิ่งที่สำคัญ โดยเฉพาะวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระโดยอาศัยรีเลย์แรงดัน และรีเลย์ความถี่ เพราะเป็นหนึ่งในวิธีการพื้นฐานและใช้กันอย่างแพร่หลาย อย่างไรก็ตามวิธีการป้องกันการแยกตัวอิสระวิธีนี้จะไม่สามารถทำงานได้อย่างถูกต้อง หากกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์มีค่าใกล้เคียงกับโหลดทางไฟฟ้าในบริเวณที่ถูกแยกออกมา ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้พัฒนาวิธีการหาบริเวณกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ไม่สามารถตรวจจับการแยกตัวอิสระได้ เพื่อที่จะนำมาประยุกต์ใช้ในการป้องกันการแยกตัวอิสระ

2) การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในสายของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า จากการพิจารณาค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ (Energy not supplied index: ENS) อย่างไรก็ตามการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในสายของระบบจำหน่ายไฟฟ้าอาจส่งผลเสียเนื่องจากขณะ อุปกรณ์ป้องกัน ไฟฟ้าเปิดวงจรเพื่อตัดบริเวณที่เกิดการลัดวงจร และอาจส่งผลให้มีโอกาสเกิดการแยกตัวอิสระขึ้นได้ ซึ่งจะส่งผลเสีย ดังที่ได้กล่าวไว้ในข้างต้น ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงได้เสนอ การติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในสายของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในตำแหน่งที่เหมาะสมโดย คำนึงถึงค่าพลังงานที่จ่ายไม่เพียงพอต่อความต้องการ ไฟฟ้า และการป้องกันการแยกตัวอิสระร่วมด้วย

7.2 ข้อเสนอแนะ

- 1) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาการลัดวงจรแบบถาวรเท่านั้น ควรจะมีการพิจารณาการลัดวงจรแบบชั่วคราวร่วมด้วย เพื่อความถูกต้องแม่นยำเพิ่มขึ้นในการหาตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้
- 2) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาการลัดวงจรแบบ การลัดวงจรแบบสามเฟส ลงดินและการลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน ควรจะมีการพิจารณาการลัดวงจรแบบ การลัดวงจรแบบเฟส-เฟส และการลัดวงจรแบบเฟส -เฟส-ดิน ร่วมด้วย เพื่อความถูกต้องแม่นยำเพิ่มขึ้นในการหาตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้
- 3) ควรมีผลการวิเคราะห์ ตำแหน่งในการติดตั้ง อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ในระบบจำหน่ายต่อค่าความเชื่อถือได้และการตรวจจับการแยกตัวอิสระให้ละเอียดเพิ่มมากขึ้น

รายการอ้างอิง

- [1] พลังงาน, กระทรวง. แผนพัฒนาพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551-2565.
[ออนไลน์]. 2552. แหล่งที่มา: http://www.eppo.go.th/ccep/energy_3-5.html
[10 ตุลาคม 2554]
- [2] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ข้อกำหนดการเชื่อมต่อการเชื่อมต่อบริษัทไฟฟ้าปี พ.ศ. 2551.
[ออนไลน์]. 2552. แหล่งที่มา:
www.ppa.egat.co.th/Sppx/file/gidcode/PEA/connection_pea.pdf
[12 พฤศจิกายน 2554]
- [3] Bower, W., and Ropp, M. Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility Interactive Inverters in Photovoltaic Systems [Online]. 2002. Available from : <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2002/023591.pdf>
- [4] Zengqiang, M., and Fei, W. Power Equations and Non-Detection Zone of Passive Islanding Detection and Protection Method for Grid Connected Photovoltaic Generation System. Circuits, Communications and Systems, Page 330-363. 2009.
- [5] Zengqiang, M., and Fei, W. Passive Islanding Detection Method for Grid Connected PV System. Industrial and Information Systems, Page 409-412. 2009.
- [6] Zhihong, Y., Kolwalkar, A., Yu, Z., Pengwei, D., and Reigh, W. Evaluation of Anti-Islanding Schemes Based on Non Detection Zone Concept. Power Electronics Specialist Conference, Page 1171– 1176. 2004.
- [7] Zeineldin, H. H., and Kirtley J. L. Performance of the OVP/UVP and OFP/UFP Method with Voltage and Frequency Dependent Loads. Power Delivery and IEEE Transactions, Page 772– 778. 2009.
- [8] Pregelj, A., Begovic, M., and Rohatgi, A. Recloser Allocation for Improve Reliability of DG-Enhanced Distribution Networks. Power Engineering Society General Meeting IEEE, Page 1– 8. 2007.

- [9] Lixin, Ma., Xinhui, Lv., Shouzheng, W., and Miyajima, H. Optimal Switch Placement in Distribution Networks under Different Conditions Using Improved GA. Computational Intelligence and Natural Computing Proceedings, Page 236– 239. 2010.
- [10] Golestani, S., and Tadayon, M. Optimal Switch Placement in Distribution Power System Using Linear Fragmented Particle Swarm Optimization Algorithm Preprocessed by GA. Energy Market, Page 537– 542. 2011.
- [11] เสาวลักษณ์ สุริสุนทร . ผลกระทบของ เครื่องกำเนิด ไฟฟ้าแบบกระจายตัวต่อ แรงดันตก ชั่วคราว. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต . สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์วิทยาลัย, 2553.
- [12] Chaitusaney, S. Prevention of Reliability Degradation from Recloser–Fuse Miscoordination Due To Distributed Generation. IEEE Transaction on power delivery, Page 2545– 2554. 2008
- [13] ALSTOM, Network protection and automation guide. Levallois-Perret: ALSTOM, 2002.
- [14] การไฟฟ้านครหลวง. ข้อกำหนดการเชื่อมต่อการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าปี พ.ศ. 2551. [ออนไลน์]. 2552. แหล่งที่มา:
<http://www.mea.or.th/internet/Elecvalue/VSPPV/connect.pdf>
[12 พฤศจิกายน 2554]
- [15] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems (IEEE Std 929-2000). The United States of America: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000.
- [16] Billinton, R., and Allan, R. N. Reliability evaluation of power systems. London: Pitman Advanced Publications, 1984.
- [17] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์วิทยาลัย . รายงานฉบับสมบูรณ์ผลการประเมินประจำปี ปฏิทิน 2552 โครงการงานประเมินมาตรฐานคุณภาพบริการไฟฟ้า .
กรุงเทพมหานคร : สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์วิทยาลัย, 2553.

- [18] Kojovic, L. A., and Willoughby, R. D. Integration of distributed generation in a typical USA distribution system. Electricity Distribution, Page 257–260. 2011.
- [19] Mahat, P., and Zhe, C., and Bak, B. Review of islanding detection methods for distributed generation. Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Page 2743–2748. 2008.
- [20] Fei, W., Chengcheng, Z., and Zengqiang M. Anti-islanding Detection and Protection for Grid connected PV System Using Instantaneous Power Theory. Industrial and Information Systems, Page 413–416. 2009.
- [21] Achim, W., Karel D. B., Daniel, V. D., Ronnie, B., and Johan, N. International Harmonization of Grid Connection Guidelines: Adequate Requirements for the Prevention of Unintentional Islanding. Belgium: Faculty of Electrical Engineering Katholieke University, 2003.
- [22] อาทิตย์ ศรีแก้ว. ปัญญาเชิงคำนวณ. นครราชสีมา: ภาควิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี, 2553.

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นาย นันทิพัฒน์ จิราวรรณสถิตย์ เกิดวันที่ 6 พฤษภาคม พ.ศ. 2531 ที่จังหวัด กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี การศึกษา 2552 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี การศึกษา 2553

ในระหว่างการศึกษาระดับสูง วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต นาย นันทิพัฒน์ จิราวรรณ สถิตย์ ได้ทำหน้าที่เป็นผู้ช่วยวิจัยห้องปฏิบัติการไฟฟ้ากำลัง (Power System Laboratory Research: PSRL) ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในงานวิจัย/โครงการที่ บริการต่างๆ ได้แก่ (1) โครงการมาตรฐานคุณภาพบริการไฟฟ้าของ สำนักงานคณะกรรมการ กำกับกิจการพลังงาน (2) โครงการศึกษาพัฒนาแผนการจัดการไฟฟ้าของประเทศ ของสำนักงาน นโยบายและแผนพลังงาน

นอกจากนี้งานวิจัยจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้รับการตีพิมพ์ ในงานประชุมวิชาการ 2 แห่ง คือ (1) การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า (Electrical Engineering Conference ครั้งที่ 34) (EECON 34) และ (2) การประชุมวิชาการของสมาคมวิชาการไฟฟ้าอิเล็กทรอนิกส์ คอมพิวเตอร์ โทรคมนาคม และสารสนเทศ (Electrical Engineering Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology Association of Thailand) (ECTI 2012)