



รายงานการวิจัยฉบับสมบูรณ์

ศึกษาการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Analysis of Protective Relay Coordination when DG
interconnection with Distribution System

ผศ.ดร.อรรถพล เก้าพิทักษ์กุล

ได้รับทุนสนับสนุนงานวิจัยจากเงินงบประมาณรายได้ คณะวิศวกรรมศาสตร์

ประจำปีงบประมาณ 2556

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง



รายงานการวิจัยฉบับสมบูรณ์

ศึกษาการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

Analysis of Protective Relay Coordination when DG
interconnection with Distribution System

ผศ.ดร.อรรถพล เก้าพิทักษ์กุล

ได้รับทุนสนับสนุนงานวิจัยจากเงินงบประมาณรายได้ คณะวิศวกรรมศาสตร์

ประจำปีงบประมาณ 2556

คณะวิศวกรรมศาสตร์

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

ชื่อโครงการ...ศึกษาการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

แหล่งเงินทุน...ทุนรายได้คณะ

ประจำปีงบประมาณ 2556 จำนวนเงินที่ได้รับการสนับสนุน 80,000 บาท

ระยะเวลาการทำวิจัย...1...ปี...ตั้งแต่ 1 ตุลาคม 2555 ถึง 30 กันยายน 2556

ชื่อ-สกุล หัวหน้าโครงการ และผู้ร่วมโครงการวิจัย พร้อมระบุหน่วยงานต้นสังกัด

1. ผศ.ดร.อรรถพล เก่าพิทักษ์กุล คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขา วิศวกรรมไฟฟ้า

บทคัดย่อ

โครงการวิจัยนี้เป็นการนำเสนอผลกระทบของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) ขนาด 8 MW เชื่อมต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศไทย กรณีศึกษาถูกจำลองสำหรับกรณีลัดวงจรสามเฟสและกรณีลัดวงจรหนึ่งเฟสลงดินโดยใช้โปรแกรมการคำนวณระบบไฟฟ้าแบบดิจิทัล ผลสรุปของโครงการวิจัยนี้แสดงให้เห็นว่า กระแสลัดวงจรจากสถานีไฟฟ้าจะลดลงเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายติดตั้งเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากอิมพีแดนซ์ของระบบเกิดการเปลี่ยนแปลง กรณีลัดวงจรบางกรณีสามารถนำไปสู่การทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ป้องกัน อีกประการหนึ่ง ผลสรุปของโครงการวิจัยนี้สามารถใช้และสร้างความเหมาะสมและยุติธรรมทั้งทางด้านผู้ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายและการไฟฟ้าของประเทศไทย

คำสำคัญ : อุปกรณ์ป้องกัน ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

Research Title: Analysis of Protective Relay Coordination when DG
interconnection with Distribution System

Researcher: Asst. Prof. Dr. Chaiyan Jettanasen and

Faculty: Engineering Department: Electrical Engineering

ABSTRACT

This research proposed the effect of protection device when 8 MW distributed generation (DG) interconnected to distribution system of Thailand. Case studies are simulated for 3 phase fault (3-P) and single line to ground fault (SLG) using digital simulation and electrical network calculation program (DigSILENT). The results of this research are shown that fault current from substation will be decreased, when DG installed into the distribution system, due to impedance of system is changed. Such a fault can lead to the malfunction of the protective relays. In addition, the results of this research can be used and created the suitable and fairness of the fee for both DG and utility.

Keywords : Protective Relay, Distribution System, Distributed Generation

กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ จากการช่วยเหลือจากหลายท่าน ที่ได้กรุณาแนะนำและเสนอแนะ
ข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อโครงการวิจัยจนสำเร็จเรียบร้อยเป็นอย่างดี

ขอขอบคุณทุนวิจัยเงินรายได้คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหาร
ลาดกระบัง ที่มอบทุนวิจัย ให้แก่โครงการวิจัยในครั้งนี้

ท้ายนี้ผู้จัดทำ ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวซึ่งให้การสนับสนุน ให้กำลังใจอีก
ทั้งเพื่อน ๆ พี่ ๆ น้อง ๆ ที่ให้ความช่วยเหลือในด้านการจัดหาอุปกรณ์ และข้อมูลต่าง ๆ ในการทำ
โครงการครั้งนี้จนสำเร็จได้

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อรรถพล เก้าพิทักษ์กุล

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	II
กิตติกรรมประกาศ	III
สารบัญ	IV
สารบัญรูปภาพ	VI
สารบัญตาราง	VII
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา	2
1.3 ขอบเขตการวิจัย	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษา	2
บทที่ 2 ทฤษฎี	3
2.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า	3
2.1.1 ระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล	4
2.1.2 ระบบไฟฟ้าแบบวงแหวน	4
2.1.3 ระบบไฟฟ้าแบบร่างแห	5
2.2 อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	6
2.3 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลาง	7
2.3.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง	7
2.3.2 ฟิวส์แรงดันปานกลาง	9
2.4 การคำนวณค่ากระแสผิดพลาด	10
2.5 ประเภทของความผิดพลาด	10
2.5.1 การลัดวงจรแบบ 3 เฟส	10
2.5.2 การลัดวงจรแบบ เฟส - ดิน	11
2.5.3 การลัดวงจรแบบ เฟส - เฟส - ดิน	12
2.6 การคำนวณการลัดวงจรโดยใช้ Z_{bus}	13
2.6.1 การนำเสนอระบบไฟฟ้า	13
2.6.2 การหาค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าผิดพลาด	13

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.7 ผลของการต่อหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีผลต่อค่ากระแสผิดพ่วง	15
2.8 การออกแบบระบบป้องกัน	16
2.9 การจัดลำดับความสัมพันธ์ของระบบป้องกัน	17
2.9.1 การจัดลำดับความสัมพันธ์โดยใช้กระแส	17
2.9.2 การจัดลำดับความสัมพันธ์โดยใช้เวลา	17
2.9.3 การจัดลำดับความสัมพันธ์โดยใช้ทั้งกระแสและเวลา	17
2.10 คุณสมบัติของระบบป้องกัน	18
2.11 การแบ่งส่วนของระบบป้องกัน	18
2.12 ความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากเหตุการณ์ขัดข้อง	19
2.13 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	21
บทที่ 3 การทดลองและการวิเคราะห์ผลการทดลอง	23
3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลอง	23
3.2 ผลกระทบที่มีต่อระดับแรงดันไฟฟ้า	25
3.3 ผลกระทบที่มีต่อพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียจากการจ่ายไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าที่จ่ายให้โหลด	26
3.4 ผลกระทบของ DG ที่มีผลต่อค่ากระแสลัดวงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเฟส-กราวด์	28
3.5 ผลกระทบของ DG ที่มีผลต่อค่ากระแสลัดวงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบ 3 เฟส	28
3.6 การจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตำแหน่งต่าง ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	29
3.7 ผลกระทบที่มีต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	34
บทที่ 4 สรุปผลการวิจัย	37
เอกสารอ้างอิง	38
ภาคผนวก ก	41
ประวัติผู้วิจัย	52

สารบัญรูปภาพ

ภาพที่	หน้า
2.1 ระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล	4
2.2 ระบบไฟฟ้าแบบวงแหวน	5
2.3 ระบบไฟฟ้าแบบร่างแห	5
2.4 อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล	16
3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลอง	23
3.2 ระบบไฟฟ้าจำลองอย่างง่ายที่ทำการศึกษ	24
3.3 Name Plate หม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	26
3.4 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k ด้านเฟส	29
3.5 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคลสเซอร์ 4 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k ด้านกราวด์	30
3.6 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 5 ด้านเฟส	31
3.7 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 5 ด้านกราวด์	32
3.8 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 5 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k ด้านเฟส	33
3.9 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 5 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k ด้านกราวด์	33
3.10 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k เมื่อเกิดความ ผิดพร่องประเภท 3 เฟส ในตำแหน่งที่ 11	35
3.11 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k เมื่อเกิดความ ผิดพร่องประเภท เฟส-กราวด์ ในตำแหน่งที่ 11	36

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 ข้อมูลกระแสลัดวงจรเพื่อการเลือกค่าพิกัดเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง	9
2.2 ข้อมูลกระแสลัดวงจรเพื่อการเลือกค่าพิกัดฟิวส์แรงดันปานกลาง	9
2.3 สรุปข้อมูลกระแสลัดวงจรเพื่อใช้พิจารณาค่าพิกัดอุปกรณ์ป้องกัน	10
2.4 ความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท/kW)	20
3.1 ประเภทผู้ใช้ไฟ, จำนวนผู้ใช้ไฟ และปริมาณโหลดหม้อแปลงไฟฟ้า	23
3.2 ระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังตำแหน่งต่าง ๆ	25
3.3 พลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียเนื่องจากการจ่ายโหลด	26
3.4 ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่จ่ายให้กับโหลดตำแหน่งต่าง ๆ	27
3.5 ปริมาณกระแสไฟฟ้าผิดพ่วงประเภทเฟส-กราวด์ ที่ค่า Fault Impedance ขนาด 40 โอห์ม	27
3.6 ปริมาณกระแสไฟฟ้าผิดพ่วงประเภท 3 เฟส	28
3.7 ค่าการทำงานของรีโคลสเซอร์ตำแหน่ง 4	29
3.8 ค่าการทำงานของรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 และ 5	30
3.9 ค่าการทำงานของรีโคลสเซอร์ตำแหน่งที่ 5	32
3.10 ค่ากระแสผิดพ่วงประเภท 3 เฟส ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขณะเชื่อม DG ในระบบไฟฟ้า	34
3.11 ค่ากระแสผิดพ่วงประเภท เฟส-ดิน ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขณะเชื่อม DG ในระบบไฟฟ้า	35

บทที่ 1 บทนำ

1.1ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันมีการส่งเสริมให้ใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้า จากการผลิตไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generator: DG) โดยการนำพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ซึ่งเป็นพลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เมื่อใช้หมดไปแล้วสามารถผลิตทดแทนใหม่ได้ มาเป็นพลังงานในการผลิตกระแสไฟฟ้า เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวล จากการผลักดันดังกล่าว จึงได้มีการก่อสร้างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distribution Generation: DG) ด้วยเทคโนโลยีที่แตกต่างกัน ซึ่งในทางปฏิบัติแล้วการนำ DG เข้ามาใช้งานส่งผลกระทบต่อสมรรถนะของระบบ และการทำงานของระบบป้องกันที่ติดตั้งใช้งานอยู่ก่อนแล้ว [1]-[9] เนื่องจากการเชื่อมโยง DG เข้าสู่ระบบจำหน่าย มีผลทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้า ระดับกระแสลัดวงจร รวมถึงทิศทางกระแสของกำลังไฟฟ้าในระบบเปลี่ยนแปลง นอกจากนี้ในสถานะที่เกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า รัฐบาลได้กำหนดให้ DG จะต้องปลดวงจรออกเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดสภาพการมีไฟฟ้าใช้เพียงบางส่วนจากระบบไฟฟ้า (Islanding) เนื่องจากการเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามักเป็นสิ่งที่ไม่อาจควบคุมได้ เช่น การลัดวงจร เนื่องจากมีกิ่งไม้พาดสายไฟฟ้า, สัตว์ต่าง ๆ เช่น งู กระรอก รวมทั้งการเกิดอุบัติเหตุรถยนต์ชนเสาไฟฟ้า เป็นต้น [10]

ในทางปฏิบัติการเชื่อมโยง DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้านั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าจะเป็นผู้กำหนดตำแหน่งที่จะเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า ซึ่งมักจะอยู่ใกล้แหล่งพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก ทำให้ยากต่อการควบคุมผลกระทบที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นผลกระทบทางด้านคุณภาพไฟฟ้า หรือทางด้านระบบป้องกันในระบบไฟฟ้า โดยมักจะทำให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาด เนื่องจากเมื่อทำการเชื่อมต่อ DG เข้ากับระบบไฟฟ้าค่าบัสอิมพีแดนซ์ของระบบจะเปลี่ยนไป ส่งผลให้ค่ากระแสไฟฟ้าที่จุดต่างๆ จะเปลี่ยนแปลงไปด้วย [11]-[12] โดยแม้ DG ที่ติดตั้งในระบบไฟฟ้าจะมีขนาดเล็กแต่ผลกระทบที่มีต่อระบบป้องกันของระบบไฟฟ้าอาจมีมาก หรือในทางกลับกัน DG มีขนาดใหญ่แต่กลับไม่ส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันในระบบไฟฟ้า โดยมากผลกระทบที่เกิดจาก DG ต่อระบบป้องกันในระบบไฟฟ้าคือจะทำให้ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าผิดพลาด ซึ่งการทำงานผิดพลาดลำดับการทำงานนี้มีผลต่อความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า [13]-[18]

วัตถุประสงค์ในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าให้สูงขึ้น ซึ่งระบบจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละระบบจะมีความแตกต่างกัน วิทยานิพนธ์นี้จึงนำเสนอการศึกษาผลกระทบของ DG ที่มีผลต่อลำดับการทำงานของรีโคสเซอร์-รีโคสเซอร์ และรีโคสเซอร์-ฟิวส์ โดยระบบไฟฟ้าที่ถูกใช้ในการศึกษานี้ ถูกดัดแปลงมาจากระบบจำหน่ายไฟฟ้า 22 เควี. ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจะทำการศึกษาผลกระทบที่ทำให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาดลำดับการทำงาน เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบไฟฟ้า, ความเสียหายที่เกิดขึ้นเนื่องจากไฟฟ้าดับเนื่องจากการป้องกันทำงานผิดพลาดลำดับการทำงาน รวมทั้งออกแบบระบบจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อให้เกิดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่ำที่สุด

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

- 1) เพื่อศึกษาถึงผลกระทบของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย เมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย
- 2) เพื่อหาแนวทางแก้ไขปัญหาของการทำงานร่วมกันระหว่างอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย
- 3) เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมไปถึงลดในการจ่ายไฟฟ้าภายในประเทศ

1.3 ขอบเขตการวิจัย

- 1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณา ซึ่งเป็นระบบจำหน่ายที่ใช้งานจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นแบบจำลองหลักการศึกษา
- 2) ใช้โปรแกรม Digsilent จะนำมาใช้งานเพื่อจำลองเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น รวมไปถึงศึกษาผลกระทบของอุปกรณ์ ป้องกัน
- 3) ออกแบบการทำงานร่วมกันระหว่างอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่าย
- 4) วิเคราะห์ความน่าเชื่อถือในระบบจำหน่าย กรณีแบบจำลองมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และกรณีแบบจำลองไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

1.4 วิธีดำเนินการวิจัย

- 1) จัดเตรียมอุปกรณ์หลักที่เกี่ยวข้องกับการวิจัยทั้งหมด
- 2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่พิจารณา ซึ่งเป็นระบบจำหน่ายที่ใช้งานจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นแบบจำลองหลักการศึกษา
- 3) ใช้โปรแกรม Digsilent จะนำมาใช้งานเพื่อจำลองเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น รวมไปถึงศึกษาผลกระทบของอุปกรณ์ ป้องกัน
- 4) ศึกษาและรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบที่เกิดขึ้น โดยทำการเปลี่ยนแปลงตำแหน่งและขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
- 5) ทำการออกแบบการประสานร่วมกันระหว่างอุปกรณ์ป้องกันเพื่อลดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเนื่องจากการทำงานที่ผิดพลาด รวมไปถึงลดความเสียหายเนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันไม่ทำงาน และพิจารณาในทำนองเดียวกันสำหรับระบบจำหน่ายที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
- 6) นำผลที่ได้จากการติดตั้งในแต่ละกรณีศึกษามารวบรวมเพื่อศึกษาถึงข้อบกพร่องและแนวทางแก้ไขที่เหมาะสมก่อนที่จะนำไปใช้ประโยชน์ต่อไป
- 7) สรุปผลการศึกษาวิจัยเพื่อจัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าที่ส่งมาจากระบบผลิตไฟฟ้า (Generating system) ผ่านระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission system) เพื่อทำการจำหน่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ต่อไป โดยทั่วไปแล้วระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าประกอบด้วยส่วนประกอบหลักต่างๆ คือ สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย (Substation) สายป้อน (Feeder) หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution transformer) สายจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าต่ำและอุปกรณ์ป้องกัน (Protective devices)

หน้าที่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สำคัญประการหนึ่งคือ การส่งจ่ายพลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา มีความมั่นคงในการส่งไฟฟ้าสูง หากเกิดเหตุขัดข้องก็สามารถแก้ไขให้ไฟฟ้าดับกลับคืนในเวลารวดเร็วหรือทำให้มีระยะเวลาการขัดข้องที่เกิดขึ้นอาจเกิดจากการลัดวงจร (Short circuit) ในสายป้อน หรือ หม้อแปลง การเกิดการลัดวงจรนี้อาจเกิดได้ใน 2 ลักษณะ คือ แบบถาวร (Permanent failure) และแบบชั่วคราว (Temporary Failure) ที่อาจส่งผลให้เกิดแรงดันตก หรือ ไฟกระพริบแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ อันเป็นสาเหตุให้เกิดการไฟฟ้าดับแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งพบบ่อยในย่านผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม หากการทำหน้าที่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สมบูรณ์แล้วก็จะมีผลต่อความเชื่อถือได้ต่อระบบโดยรวมได้ ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดขัดข้องหรือเกิดเหตุไฟฟ้าดับขึ้น ซึ่งส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องกับความมั่นคงดังกล่าวไว้บทที่ 1 ด้วยเหตุดังกล่าวการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายที่ผ่านมาจึงจำเป็นต้องทราบสภาวะการทำงานและล้มเหลวของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบเกณฑ์ในการขัดข้องที่จุดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้ารวมถึงการทำงานจากระบบเกณฑ์ในการขัดข้องที่จุดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้ารวมถึงการทำงานจากระบบป้องกัน

โดยทั่วไปเมื่อสถานีจ่ายไฟฟ้าย่อยได้รับแรงดันไฟฟ้าจากสายส่งก็แปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลงแล้วส่งแรงดันไฟฟ้าผ่านสายป้อนไปยังหม้อแปลงจำหน่าย ซึ่งมีหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลงเหมาะกับผู้ใช้ไฟฟ้าย่อย หลังจากนั้นจึงส่งแรงดันไฟฟ้าผ่านสายจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำไปยังบ้านเรือน หรือ ธุรกิจห้างร้านทั่วไปในกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ก็อาจรับแรงดันไฟฟ้าผ่านสายป้อนไปยังหม้อแปลงของตนเองได้โดยไม่ผ่านหม้อแปลงระบบจำหน่าย นอกจากนั้นหากเป็นผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่มากก็อาจรับไฟฟ้าแรงสูงจากการไฟฟ้าแล้วสร้างสถานีจ่ายไฟฟ้าเป็นของตัวเอง สิ่งที่ยกตัวอย่างต่อไปนี้เป็นในระบบต่างๆ ระบบจำหน่ายที่มีอยู่โดยทั่วไป

2.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

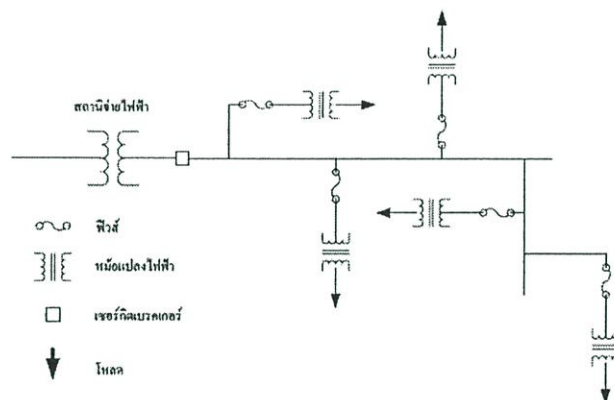
เราอาจแบ่งระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าออกเป็น 2 ระบบหลัก คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดในอากาศ (Overhead aerial system) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground cable system) การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการเช่น ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อมและความประหยัด เป็นต้น แต่ที่พบเห็นโดยทั่วไปในประเทศไทยจะเป็นระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าเหนือหัวเนื่องจากมีราคาต่ำกว่าระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบบใต้ดินมาก แต่อย่างไรก็ตามในบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น

กรณีต้องเดินสายไฟข้ามแม่น้ำ หรือภายในนิคมอุตสาหกรรม นิยมใช้ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าใต้ดิน เนื่องจากสายใต้ดินเป็นสายที่มีฉนวนหุ้ม ย่อมมีความปลอดภัยและความมั่นคงสูงกว่าการใช้สายจำหน่ายเหนือหัวซึ่งมักเป็นสายเปลือย

สำหรับลักษณะรูปแบบของระบบจำหน่ายนั้น สามารถแยกออกได้เป็น 3 ประเภทหลักคือ

2.1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial Network)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลคือระบบที่มีการป้อนพลังงานไฟฟ้าเข้าไปในสายจำหน่ายเพียงด้านเดียวและมีสายแยกออกไปดังแสดงในรูปที่ 2.1 การวางแผนใช้ระบบจำหน่ายแบบนี้หากมีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห ต่อไปได้



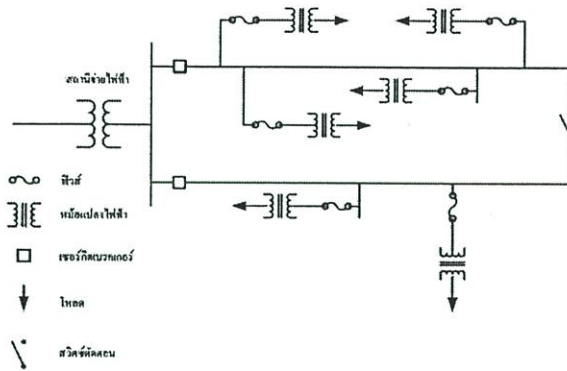
ภาพที่ 2.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial Network)

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบทเนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทที่ลงทุนต่ำ มีการป้องกันระบบได้โดยวิธีง่าย ๆ และลักษณะของการวางสายแบบนี้สามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสียคือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลเป็นระบบทดสอบ

2.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring Network)

ลักษณะระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้จัดทำเป็นรูปแบบวงแหวนกล่าวคือมีการจ่ายไฟเข้าที่ต้นทางและปลายทางโดยสถานีจ่ายไฟฟ้าแห่งเดียวกันตามรูปที่ 2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ในการใช้งานจริงบางครั้งจะเปิดวงจรออกทำให้ระบบเป็นวงจรแบบเรเดียลก็ได้ การกระทำเช่นนี้จะทำให้การป้องกันระบบนั้นทำได้ง่ายขึ้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนนี้สามารถนำไปใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมได้ ข้อดีของระบบนี้คือ เมื่ออุปกรณ์ตัวหนึ่งตัวใดเกิดขัดข้องก็สามารถทำการตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลืออยู่ก็สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าต่อไปได้อีก ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล แต่ข้อเสียระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนคือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะกระทำได้โดยผ่าน



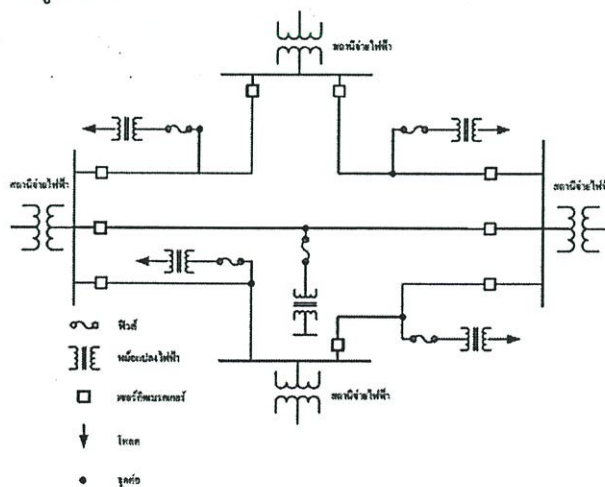
ภาพที่ 2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring Network)

สถานีจ่ายไฟฟ้าเพียงสถานีเดียว ดังนั้นถ้าเกิดการขัดข้องขึ้นภายในสถานีจ่ายไฟฟ้า ย่อมทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง และระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนก็ยังคงมีขีดความสามารถสูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลเนื่องจากระบบป้องกันต้องตรวจสอบให้ทราบว่าเกิดการลัดวงจรขึ้นที่อุปกรณ์ตัวใดเพื่อที่จะได้ตัดอุปกรณ์ส่วนนั้นออกจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้า

2.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห (Mesh Network)

ตามรูปที่ 2.3 เป็นรูปของระบบจำหน่ายแบบร่างแห สังเกตได้ว่าการต่อกันของสายจำหน่ายจะมีลักษณะเหมือนแหที่กระจายออกไปครอบคลุมแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆ และมีสถานีจ่ายไฟฟ้าเข้าในระบบจำหน่ายได้หลายจุด

ข้อดีของระบบนี้คือระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้มีความเชื่อถือได้สูงสุดกว่าทุกระบบที่กล่าวมาและสามารถสร้างสถานีจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้ง่ายเมื่อโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แต่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ต้องลงทุนในการก่อสร้างระบบค่อนข้างสูงเช่นกัน เนื่องจากระบบดังกล่าวต้องสร้างสายส่งและอุปกรณ์ป้องกันจำนวนมาก และในขณะที่ทำการจ่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจร (Short Circuit) จะทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูงมากได้



ภาพที่ 2.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห (Mesh Network)

2.2 อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตามมาตรฐานการก่อสร้างวัสดุ อุปกรณ์ และระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้งไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบจำหน่ายจะทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ต้องประกอบด้วยอุปกรณ์หลักต่างๆดังนี้

2.2.1 สายไฟฟ้าเป็นส่วนประกอบที่สำคัญในระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งแบ่งออกได้ 2 ประเภทคือสายเปลือย และสายหุ้มฉนวน การเลือกใช้สายไฟฟ้าแต่ละประเภทขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ หากต้องการระบบไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้สูงควรใช้สายเคเบิลใต้ดิน แต่การลงทุนก็จะสูงตามไปด้วย

2.2.2 หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution Transformer) เป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับให้ต่ำลงเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้ผู้ใช้ประเภทต่างๆตามระบบแรงดันต่ำต่อไป

2.2.3 เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) โดยทั่วไปใช้ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ป้องกันใช้ในการกำจัดการเกิดผิดปกติในระบบ

2.2.4 รีโคลสเซอร์ (Recloser)

2.2.4.1 ใช้ติดตั้งในระบบจำหน่ายที่มีปัญหาเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราว บ่อยๆ

2.2.4.2 ใช้ติดตั้งในสายเมนหรือสายที่แยกอยู่ที่อยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าตั้งแต่ 10 กิโลเมตร ขึ้นไปและในสายเมนหรือสายแยกใดๆ ที่มีปัญหาเกิดความผิดปกติแบบชั่วคราวบ่อยครั้งหรือเป็นระบบจำหน่ายที่มีความสำคัญก็อาจพิจารณาติดตั้งได้ตามความเหมาะสม

2.2.4.3 อาจพิจารณาคิดตั้งรีโคลสเซอร์ที่สถานีไฟฟ้าได้ ทั้งนี้เพื่อใช้เป็นอุปกรณ์ป้องกันแทนเซอร์กิตเบรกเกอร์

2.2.4.4 ตำแหน่งที่ติดตั้งรีโคลสเซอร์ต้องพิจารณาให้สะดวกในการเข้าไปปฏิบัติงานและบำรุงรักษา และค่ากระแสผิดปกติซึ่งอาจเกิดขึ้น ณ จุดนี้ จะต้องมีความไม่มากกว่าพิกัดการตัดกระแสของรีโคลสเซอร์

2.2.5 ดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ (Dropout Fuse Cutout) เป็นอุปกรณ์ป้องกันอีกชนิดหนึ่ง

2.2.5.1 ติดตั้งในสายแยกที่ระยะทางเกินกว่า 1 กิโลเมตร และในสายย่อยที่มีระยะทางเกินกว่า 5 กิโลเมตร

2.2.5.2 กรณีสายแยกที่มีระยะทางไม่เกินกว่า 1 กิโลเมตร และสายย่อยที่มีระยะทางไม่เกิน 5 กิโลเมตร อาจติดตั้งดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ได้ถ้าพิจารณาเห็นว่าเหมาะสมเพียงพอ เช่น มีต้นไม้อยู่ในแนวสายไฟฟ้ามาก

2.2.5.3 ในสายเมนไม่ควรติดตั้งดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ หรือถ้าจะติดตั้งก็ควรมีน้อยที่สุดโดยพิจารณาเห็นว่ามีความจำเป็น

2.2.5.4 ดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ที่ติดตั้งจะต้องทำงานสัมพันธ์กับเซอร์กิตเบรกเกอร์ รีโคลสเซอร์ หรือ ดรอพเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ด้วยกัน

2.2.6 สวิตช์สำหรับตัดโหลด (Load Break Switch) และสวิตช์แบบน้ำมัน (Oil Switch)

2.2.6.1 ใช้ติดตั้งในสายเมนหรือสายแยกก่อนเข้าเมืองที่สำคัญ อาจติดตั้งทุกๆ 20 กิโลเมตรก็ได้

2.2.6.2 ติดตั้งในสายเชื่อมตำแหน่งที่มีการเชื่อมโยงระหว่างพิดเตอร์หรือระหว่างสถานีไฟฟ้า

2.2.6.3 กรณีสายแยกใดที่มีโหลดมากและต้องติดตั้งสวิตช์ตัดตอนให้พิจารณาติดตั้งได้ตามความเหมาะสม

2.2.7 สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch)

2.2.7.1 ติดตั้งเป็นสวิตช์ตอนที่สถานีไฟฟ้าและก่อนเข้าสายเคเบิลแรงสูง

2.2.7.2 ติดตั้งเป็นสวิตช์ตอนก่อนเข้าและออกจากรีโคลสเซอร์ และ โวลท์เทจเรกูเลเตอร์

2.2.7.3 ติดตั้งเป็นสวิตช์บายพาสที่รีโคลสเซอร์

2.2.7.4 ติดตั้งในสายเมนหรือสายแยกก่อนออกจากเมืองสำคัญ

2.2.8 สวิตช์แบบอากาศ (Air Switch)

2.2.8.1 ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าเพื่อเป็นสวิตช์สำหรับทำบายพาส

2.2.8.2 ติดตั้งในสายเมนหรือสายแยกแทนตำแหน่งของติดตั้งเป็นสวิตช์ตัดตอนเมื่อต้องการปิดหรือเปิดวงจรขณะที่มีโหลด

2.2.9 เสาไฟฟ้า คอนสาย และฉนวน (Pole Cross arm and Insulator)

2.3 อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลาง

อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินที่ใช้ในระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลาง (1kV ถึง 35kV) ที่พิจารณาได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง ฟิวส์แรงดันปานกลาง รวมไปถึงรีเลย์ โดยคุณลักษณะและข้อพิจารณาในการเลือกค่าพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว สามารถอธิบายได้ดังนี้

2.3.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง (Medium Voltage Circuit Breaker)

คุณสมบัติการทำงานโดยทั่วไปของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง คล้ายกับเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันต่ำ แตกต่างที่ระดับแรงดันใช้งานและข้อกำหนดในการเลือกค่าพิกัดที่แตกต่างกัน ซึ่งมาตรฐานที่ใช้พิจารณากับเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลางคือ IEC 56

2.3.1.1 คุณลักษณะของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง

โดยทั่วไป คุณลักษณะการทำงานของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลางจะถูกควบคุมการทำงานโดย หน่วยควบคุมการทำงาน ซึ่งอาจแบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ

1. หน่วยการทำงานตัดวงจรแบบอิเล็กทรอนิกส์

หน่วยการทำงานตัดวงจรแบบอิเล็กทรอนิกส์ในที่นี้จะเหมือนกับหน่วยการทำงานตัดวงจรแบบอิเล็กทรอนิกส์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันต่ำ ดังนั้นจึงใช้รายละเอียดดังข้างต้น

2. รีเลย์

รีเลย์ คือ อุปกรณ์ป้องกันที่ตรวจสอบความผิดปกติของระบบไฟฟ้าซึ่งรวมไปถึงกระแสลัดวงจร โดยรับสัญญาณจากหม้อแปลงกระแส และ/หรือ หม้อแปลงแรงดัน หรือรับจากตัวตรวจจับ (Sensor) อื่นๆ เพื่อตรวจรับความผิดปกติที่เกิดขึ้นเมื่อค่าผิดปกติถึงระดับที่ปรับตั้งไว้ รีเลย์จะทำการสั่งให้อุปกรณ์ตัดวงจร คือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ ทำการตัดส่วนที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบไฟฟ้า

รีเลย์ที่ใช้ในระบบป้องกันนั้น มีหลายประเภท บางชนิดไม่ต้องทำการจัดลำดับการทำงานกับอุปกรณ์ป้องกันตัวอื่น เช่น รีเลย์แบบผลต่าง (Differential Relay: 87) หรือรีเลย์ความดัน (Pressure Relay: 63) ซึ่งใช้ตรวจจับความผิดปกติภายในตัวหม้อแปลงน้ำมัน เป็นต้น แต่บางชนิดต้องใช้กระแสลัดวงจรเป็นข้อมูลพิจารณาค่าปรับตั้ง เช่น รีเลย์กระแสเกินแบบทำงานทันที (50) หรือแบบหน่วงเวลา (51)

2.3.1.2 การเลือกค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง

ค่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง ที่ต้องพิจารณาโดยใช้ข้อมูลกระแสลัดวงจร อ้างอิงมาจากมาตรฐาน IEC 56 โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณา 2 ค่าคือ พิกัดกระแสลัดวงจรและพิกัดกระแสปิดวงจร

2.3.1.2.1 พิกัดกระแสลัดวงจร (I_b) คือ ค่าความสามารถในการตัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์ค่าพิกัดนี้โดยทั่วไปแสดงในรูปของกระแสสมมาตร (Symmetrical Current) ซึ่งจากรูปที่ 3.8 แสดงรูปคลื่นกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นโดยเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้ทำการเปิดวงจรที่ตำแหน่ง EE' ซึ่งที่ตำแหน่งดังกล่าว กระแสลัดวงจรจะมีองค์ประกอบ 2 ส่วน คือ

1. ค่า RMS ขององค์ประกอบไฟสลับของกระแสลัดวงจร (I_b)

2. ค่าเปอร์เซ็นต์ขององค์ประกอบไฟตรง (% i_{dc}) เทียบกับกระแสลัดวงจรในส่วนขององค์ประกอบไฟสลับ ณ ขณะกำลังแยกหน้าสัมผัส ซึ่งต้องสอดคล้องกับเวลาในการเปิดวงจรจากรูปที่ 3.9 อธิบายได้ว่า ถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลางมีเวลาในการเปิดวงจรต่ำสุดเท่ากับ 40 มิลลิวินาที ค่าเปอร์เซ็นต์ขององค์ประกอบไฟตรง (% i_{dc}) ที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ดังกล่าวต้องสามารถรับได้จะเท่ากับ 40 เปอร์เซ็นต์

ตัวอย่างในการพิจารณาเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง สามารถยกตัวอย่างได้เช่น ค่ากระแสลัดวงจร (I_b) ที่คำนวณได้เท่ากับ 27 kA และค่า % i_{dc} (จากความสัมพันธ์ที่ 2.57) ที่คำนวณได้เท่ากับ 65% ดังนั้นกระแสลัดวงจรแบบอสมมาตร (Asymmetrical breaking current) จะเท่ากับ $27kA \cdot \sqrt{1 + 2(0.65)^2} = 36.7$ kA และถ้าเซอร์กิตเบรกเกอร์มีเวลาในการตัดวงจรต่ำสุดเท่ากับ 50 มิลลิวินาทีแล้ว จะได้ว่าค่า % i_{dc} ที่กำหนดจะเท่ากับ 30% ดังนั้นค่าพิกัดการตัดวงจรของเซอร์กิตเบรกเกอร์จะพิจารณาได้ว่า

$$I_{asym} = I_{sym} \sqrt{1 + 2 \left(\frac{\%i_{dc}}{100} \right)^2}$$

$$I_{sym} = \frac{I_{asym}}{\sqrt{1 + 2 \left(\frac{\%i_{dc}}{100} \right)^2}}$$

ดังนั้น เซอร์กิตเบรกเกอร์ในกรณีนี้ต้องมีค่าพิกัดตัดวงจร (ค่าพิกัดของอุปกรณ์ที่บริษัทกำหนดมาจะอยู่ในรูปค่า RMS ดังนั้นจึงต้องแปลงจากกระแสลัดวงจรอสมมาตร มาเป็นกระแสลัดวงจรสมมาตร) มากกว่าหรือเท่ากับ 33.8 kA ซึ่งค่าพิกัดที่ใกล้เคียงที่สุดเท่ากับ 40 kA

2.3.1.2.2 พิกัดกระแสปิดวงจร (I_{MC}) คือ พิกัดกระแสลัดวงจรสูงสุดที่เซอร์กิตเบรกเกอร์สามารถทำการปิดวงจรได้ ซึ่งในมาตรฐาน [7] ได้กล่าวว่ามีค่า 2.5 เท่าของค่า RMS ขององค์ประกอบไฟสลับของพิกัดกระแสลัดวงจร (I_b) หรืออาจพิจารณาให้เท่ากับกระแสค่ายอด (i_p) ก็ได้

ดังนั้น ในกรณีของเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง จึงมีข้อมูลกระแส
ลัดวงจรในการเลือกค่าพิกัดดังแสดงได้ในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 ข้อมูลกระแสลัดวงจรเพื่อการเลือกค่าพิกัดเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง

กระแสลัดวงจรเพื่อการเลือกค่าพิกัดเซอร์กิตเบรกเกอร์แรงดันปานกลาง			
ค่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจร (I_b)		ค่าพิกัดกระแสปิดวงจร (I_{Mc})	
กระแสลัดวงจรสูงสุด	กระแสลัดวงจรต่ำสุด	กระแสลัดวงจรสูงสุด	กระแสลัดวงจรต่ำสุด
I_b, I_{dc}	-	I_p	-

2.3.2 ฟิวส์แรงดันปานกลาง (Medium Voltage Fuses)

ฟิวส์แรงดันปานกลางมีคุณสมบัติคล้ายฟิวส์แรงดันต่ำ ต่างแต่เพียงระดับแรงดันใช้งาน
ซึ่งฟิวส์แรงดันปานกลางมีพิกัดแรงดันในช่วง 1 kV ถึง 35 kV คุณสมบัติการทำงานของฟิวส์แรงดันปาน
กลางเหมือนกับฟิวส์แรงดันต่ำที่ได้อธิบายในหัวข้อข้างต้น

2.3.2.1 การเลือกค่าพิกัดของฟิวส์แรงดันปานกลาง

ค่าพิกัดของฟิวส์แรงดันปานกลางจะอ้างอิงจากมาตรฐาน IEC 282-1 [17] ซึ่ง
ค่าพิกัดที่ใช้ข้อมูลกระแสลัดวงจรพิจารณามีดังนี้

2.3.2.1.1 พิกัดกระแสตัดวงจร (I_b) คือ ค่ากระแสลัดวงจรซึ่งฟิวส์สามารถทำ
การตัดวงจรได้อย่างปลอดภัย ดังนั้นชนิดของกระแสลัดวงจรที่ใช้พิจารณาควรเป็นค่ากระแสลัดวงจรที่
คำนวณได้ โดยข้อมูลกระแสลัดวงจรที่ใช้พิจารณาเลือกฟิวส์แรงดันปานกลางแสดงดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 ข้อมูลกระแสลัดวงจรเพื่อการเลือกค่าพิกัดฟิวส์แรงดันปานกลาง

กระแสลัดวงจรเพื่อการเลือกค่าพิกัดฟิวส์แรงดันปานกลาง			
ค่าพิกัดการตัดกระแสลัดวงจร (I_b)		ค่าพิกัดกระแสปิดวงจร	
กระแสลัดวงจรสูงสุด	กระแสลัดวงจรต่ำสุด	กระแสลัดวงจรสูงสุด	กระแสลัดวงจรต่ำสุด
I_b	-	-	-

จากรายละเอียดการเลือกค่าพิกัดต่างๆ ข้างต้น สามารถสรุปถึงชนิดของกระแส
ลัดวงจรที่ต้องคำนวณเพื่อใช้เลือกค่าพิกัดได้ดังตารางที่ 2.3 ดังนั้นในการเลือกค่าพิกัดของอุปกรณ์ป้องกัน
จึงควรคำนวณกระแสลัดวงจรตั้งข้อกำหนดในตารางดังกล่าว รวมถึงต้องหาค่ากระแสลัดวงจร ณ
ตำแหน่งที่อุปกรณ์นั้นติดตั้ง

ตารางที่ 2.3 สรุปข้อมูลกระแสลัดวงจรเพื่อใช้พิจารณาค่าพิกัดอุปกรณ์ป้องกัน

อุปกรณ์ป้องกัน	ค่าพิกัดอุปกรณ์ป้องกันที่พิจารณา			
	ค่าพิกัดกระแสลัดวงจร		ค่าพิกัดกระแสปิดวงจร	
	กระแสลัด วงจรสูงสุด	กระแสลัด วงจรต่ำสุด	กระแสลัด วงจรสูงสุด	กระแสลัด วงจรต่ำสุด
แรงดันไฟฟ้าต่ำ (น้อยกว่า 1 kV)				
- เซอร์กิตเบรกเกอร์	I_b	-	I_p	-
- ฟิวส์	I_b	-	-	-
แรงดันไฟฟ้าปานกลาง (1kV ถึง 35 kV)				
- เซอร์กิตเบรกเกอร์				
- ฟิวส์	I_b, I_{dc} I_b	- -	I_p -	- -

2.4 การคำนวณกระแสผิดพลาด

ตามปกติระบบไฟฟ้ากำลัง จะผลิตและส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ในลักษณะที่ใกล้เคียงกับระบบ 3 เฟสสมดุล เมื่อเกิดความผิดพลาด (Fault) ขึ้นในระบบ จะทำให้เกิดกระแสผิดพลาดซึ่งมักมีค่าสูงกว่ากระแสพิกัดหลายเท่า ขึ้นอยู่กับตำแหน่งและชนิดของการผิดพลาด ปริมาณกระแสผิดพลาดที่คำนวณได้สามารถนำไปใช้ในการเลือกพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า ได้อย่างเหมาะสม ตามปกติเราสามารถคำนวณหากระแสผิดพลาดสามารถทำได้ 2 วิธี คือ

2.4.1 การคำนวณด้วยมือ นิยมใช้กับระบบที่ไม่ยุ่งยากซับซ้อน เช่น ระบบเดเดี่ยล (Radial) ซึ่งใช้กันทั่วไปในสถานประกอบการในโรงงานอุตสาหกรรม หรือ ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า

2.4.2 การคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์ วิธีที่นิยมใช้กันมากคือ Bus Impedance Method การคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์นิยมใช้กับระบบที่มีความยุ่งยาก เช่น ในระบบ Network แต่ก็สามารถใช้กับระบบที่ไม่ซับซ้อนเพื่อความสะดวกและรวดเร็ว

สำหรับในงานวิจัยฉบับนี้จะเลือกใช้การคำนวณด้วยคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรม DigSILENT Power Factory เพื่อความสะดวกและรวดเร็ว

2.5 ประเภทของความผิดพลาด

เราสามารถแบ่งประเภทของความผิดพลาด ออกเป็น 4 ประเภทคือ 1. การลัดวงจรแบบ 3 เฟส (Three Phase Fault), 2. การลัดวงจรเฟส – ดิน (Single line-to-ground fault), 3. การลัดวงจรเฟส – เฟส (Line-to-line fault), 4. การลัดวงจรเฟส – เฟส – ดิน (Double line-to-ground fault) โดยมีหลักการคำนวณดังต่อไปนี้

2.5.1 การลัดวงจรแบบ 3 เฟส

ความผิดพลาดประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำทั้ง 3 เฟส ของระบบลัดวงจรพร้อมกัน และเนื่องจากระบบไฟฟ้าเป็นแบบ 3 เฟสสมดุล เราอาจเรียกความผิดพลาดประเภทนี้ว่าการผิดพลาดแบบสมมาตร (Symmetrical fault)

ในกรณีดังกล่าวเราจะได้เงื่อนไขตามวงจรดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} V_a &= 0 \\ V_b &= 0 \\ V_c &= 0 \end{aligned}$$

การคำนวณจะเริ่มจากหาค่ากระแสในวงจรข่ายลำดับ (Sequence Network) สมการที่ใช้ในการคำนวณพิจารณาจากวงจรใน วงจรข่ายลำดับ ดังนี้

$$\begin{aligned} I_{a2} &= I_{a0} = 0 \\ I_{a1} &= \frac{V_f}{Z_1 + Z_f} \end{aligned}$$

จากค่ากระแสในวงจรข่ายลำดับ จำหาค่ากระแสในแต่ละเฟส ขณะเกิดความผิดปกติได้จาก

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

ส่วนแรงดันในวงจรลำดับสามารถหาได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

จากค่าแรงดันในวงจรลำดับ จะหาแรงดันในแต่ละเฟสได้จาก

2.5.2 การลัดวงจรเฟส - ดิน

ความผิดปกติประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อ สายตัวนำใดสายหนึ่งของระบบไฟฟ้าถูกลัดวงจรลงดินหากเราสมมติให้เกิด ความผิดปกติที่ เฟส a

$$\begin{aligned} V_a &= 0 \\ I_b &= 0 \\ I_c &= 0 \end{aligned}$$

การคำนวณจะเริ่มจากหาค่ากระแสในวงจรข่ายลำดับ สมการที่ใช้ในการคำนวณพิจารณาจากวงจรใน วงจรข่ายลำดับ ดังนี้

$$\begin{aligned} I_{a1} &= I_{a2} = I_{a0} = \frac{I_{af}}{3} \\ I_{a1} &= \frac{V_F}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \end{aligned}$$

จากค่ากระแสใน วงจรข่ายลำดับ จะหาค่ากระแสในแต่ละเฟส ขณะเกิดความผิดปกติได้จาก

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

จะได้ $I_{af} = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 3I_{a0}$

ส่วนแรงดันในวงจรลำดับสามารถหาได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_F \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & a \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

จากค่าแรงดันในวงจรลำดับ จะหาแรงดันในแต่ละเฟสได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

2.5.3 การลัดวงจรเฟส - เฟส - ดิน

ความผิดปกติประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำ คู่ใดคู่หนึ่งของระบบถูกลัดวงจรลงดินพร้อมกัน ซึ่งมีแผนภาพการเชื่อมต่อวงจร ดังรูปที่ 3.4

$$\begin{aligned} I_a &= 0 \\ V_b &= 0 \\ V_c &= 0 \end{aligned}$$

$$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0} = \frac{V_a}{3}$$

$$I_{a1} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_2(Z_0 + 3Z_f)/(Z_2 + Z_0 + 3Z_f)}$$

$$I_{a2} = \frac{-I_{a1}(Z_0 + 3Z_f)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$$

$$I_{a0} = \frac{-I_{a1}(Z_2)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f}$$

จากค่ากระแสในวงจรข่ายลำดับ จะหากระแสในแต่ละเฟส ขณะเกิดความผิดปกติได้จาก

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

ส่วนแรงดันในวงจรลำดับสามารถหาได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_F \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & a \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

จากค่าแรงดันในวงจรลำดับ จะหาแรงดันในแต่ละเฟสได้จาก

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

จากทฤษฎีดังกล่าวข้างต้น จะใช้เป็นหลักการพื้นฐานในการคำนวณหาค่าแรงดันและกระแสผิดพลาด โดยใช้การสร้างบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ของระบบทดสอบขึ้นมาเพื่อใช้ในการคำนวณความผิดพลาดในรูปแบบต่างๆ แล้วนำค่ากระแสและแรงดันขณะเกิดความผิดพลาดที่ได้ไปใช้พิจารณาการเกิดไฟฟ้าดับจากความผิดพลาดของอุปกรณ์ ณ จุดต่างๆ ในระบบทดสอบเพื่อนำไปสู่การหาค่าความน่าเชื่อถือได้

2.6 การคำนวณการลัดวงจรโดยใช้ Z_{BUS}

การคำนวณกระแสลัดวงจรในระบบที่มีขนาดใหญ่จะค่อนข้างยุ่งยากซับซ้อน เนื่องจากวงจรมีการเชื่อมต่อกันมากมาย ดังนั้นจะเป็นการง่ายกว่าที่จะแทนวงจรด้วยบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ซึ่งเป็นเมตริกซ์แสดงการต่อกันของวงจรระหว่างบัสต่างๆ และยังแสดงค่าอิมพีแดนซ์ในส่วนต่างๆ ของ วงจรอีกด้วย ในการสร้างบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ประกอบด้วย 2 ขั้นตอนหลักคือ การนำแสดงระบบ (System representation) และ การคำนวณกระแสและแรงดันผิดพลาด (Fault current and voltage) มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.6.1 การนำแสดงระบบ (System Representation)

การนำแสดงระบบไฟฟ้ากำลัง 3 เฟสที่ศึกษาภายใต้สภาวะคงตัว (Steady state) ดังรูปที่ 3.5 โดยทั่วไปแล้วความถูกต้องที่เพียงพอในระดับหนึ่งสำหรับการศึกษาเรื่องการลัดวงจรนั้นสามารถคำนวณได้จากแบบจำลองของระบบอย่างง่าย ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.6 โดยอาศัยสมมติฐานต่อไปนี้

2.6.1.1 ทำการแทนเครื่องจักรแต่ละตัวในระบบด้วยแหล่งจ่ายแรงดันคงที่ต่ออยู่กับค่ารีแอกแตนซ์ของเครื่องจักร

2.6.1.2 ละเลย shunt connections, line charging

2.6.1.3 ตั้งหม้อแปลงทุกเครื่องไว้ที่ nominal taps

2.6.2 กระแสและแรงดันผิดพลาด

ในการใช้ Z_{BUS} จะให้ความสะดวกในแง่ของการคำนวณกระแสและแรงดันลัดวงจรในกรณีที่เกิดกราวด์ (Ground) ถูกเลือกให้เป็นจุดอ้างอิง (Reference) และข้อดีอีกอย่างหนึ่งก็คือ เมื่อ Z_{BUS} ถูกสร้างขึ้นมา สมาชิกใน Z_{BUS} จะสามารถนำมาใช้ในการคำนวณกระแสและแรงดันอันเนื่องจากการผิดพลาดต่างๆ ได้โดยตรง

การนำแสดงระบบที่ผิดปกติที่ บัส p แสดงได้ดังรูปที่ 3.7 โดยใช้ทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theorem) ค่าอิมพีแดนซ์ภายใน (Internal impedance) จะถูกแทนด้วยบัสอิมพีแดนซ์ เมตริกซ์ที่รวมค่ารีแอคแทนซ์ของเครื่องจักรเข้าไปด้วย และค่าแรงดันเปิดวงจรจะแทนด้วยค่าแรงดันบัส ก่อนเกิดการผิดปกติ

สมการสมรรถนะของระบบระหว่างเกิดการผิดปกติคือ

$$\bar{E}_{BUS(F)}^{a,b,c} = \bar{E}_{BUS(0)}^{a,b,c} - Z_{BUS}^{a,b,c} \bar{I}_{BUS(F)}^{a,b,c}$$

ค่าเวกเตอร์แรงดันที่เราไม่ทราบค่า คือ

$$\bar{E}_{BUS(F)}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} E_{1(F)}^{a,b,c} \\ \dots \\ E_{p(F)}^{a,b,c} \\ \dots \\ E_{n(F)}^{a,b,c} \end{bmatrix}$$

โดยที่สมาชิกของ $\bar{E}_{BUS(F)}^{a,b,c}$ คือ เวกเตอร์ของแรงดัน 3 เฟส $E_{1(F)}^{a,b,c}$ โดยที่ $l=1,2,3,\dots,n$ เวกเตอร์แรงดันที่เราทราบค่าคือแรงดันก่อนการผิดปกติ มีค่า

$$\bar{E}_{BUS(0)}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} E_{1(0)}^{a,b,c} \\ \dots \\ E_{p(0)}^{a,b,c} \\ \dots \\ E_{n(0)}^{a,b,c} \end{bmatrix}$$

เวกเตอร์กระแสบัสที่เราไม่ทราบค่าระหว่างเกิดการผิดปกติที่บัส p มีค่า

$$\bar{I}_{BUS(F)}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 0 \\ I_{p(F)}^{a,b,c} \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix}$$

บัสอิมพีแดนซ์เมตริก 3 เฟส มีค่า

$$\bar{E}_{BUS(0)}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Z_{11}^{a,b,c} & \dots & Z_{1p}^{a,b,c} & \dots & Z_{1n}^{a,b,c} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{p1}^{a,b,c} & \dots & Z_{pp}^{a,b,c} & \dots & Z_{pn}^{a,b,c} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{n1}^{a,b,c} & \dots & Z_{np}^{a,b,c} & \dots & Z_{nn}^{a,b,c} \end{bmatrix}$$

โดยที่ สมาชิกของ $Z_{BUS}^{a,b,c}$ คือ เมตริกซ์ขนาด 3x3 สมการ โดยสามารถเขียนสมการใหม่ได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \bar{E}_{1(F)}^{a,b,c} &= E_{1(0)}^{a,b,c} - Z_{1p}^{a,b,c} I_{p(F)}^{a,b,c} \\ \bar{E}_{2(F)}^{a,b,c} &= E_{2(0)}^{a,b,c} - Z_{2p}^{a,b,c} I_{p(F)}^{a,b,c} \\ &\dots \end{aligned}$$

$$\bar{E}_{p(F)}^{a,b,c} = E_{p(0)}^{a,b,c} - Z_{pp}^{a,b,c} I_{p(F)}^{a,b,c}$$

$$\bar{E}_{n(F)}^{a,b,c} = E_{n(0)}^{a,b,c} - Z_{np}^{a,b,c} I_{p(F)}^{a,b,c}$$

เวกเตอร์ของแรงดัน 3 เฟส ณ บัสที่เกิดความผิดปกติ บัส(P) มีค่า

$$\bar{E}_{p(F)}^{a,b,c} = Z_F^{a,b,c} \bar{I}_{p(F)}^{a,b,c}$$

โดยที่ $Z_F^{a,b,c}$ คือ อิมพีแดนซ์เมตริก 3 เฟส สำหรับการเกิดความผิดปกติ

ในที่นี้จะพิจารณาเฉพาะการผิดปกติ 2 รูปแบบนี้เท่านั้นตามที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ซึ่งการคำนวณการลัดวงจรโดยใช้ Z_{BUS} ถูกนำมาใช้หาค่าแรงดันและกระแส ณ จุดต่างๆ ขณะที่เกิดการผิดปกติขึ้นในระบบทดสอบตามกรณีศึกษาต่างๆ ที่ได้กล่าวไว้ในบทนำ เพื่อนำไปคำนวณหาค่าเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวว่ายังสามารถทำงานร่วมกันอย่างมีลำดับและถูกต้องหรือไม่ เพื่อเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจว่าบริเวณจุดโหนดนั้นจะเกิดไฟฟ้าดับหรือไม่ ซึ่งจะนำไปใช้ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่อไป โดยจะละเอียดการผิดปกติแบบ Line-to-line Fault

2.7 ผลของการต่อขดลวดหม้อแปลงที่มีต่อค่ากระแสผิดปกติ

เงื่อนไขและข้อบังคับในการที่ผู้ประการจะขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายจำเป็นต้องมีการต่อผ่านหม้อแปลงและมีอุปกรณ์ป้องกันทำหน้าที่รับผิดชอบในส่วนการทำงานของตนโดยไม่ให้ส่งผลเสียหายต่อระบบ ลักษณะการต่อขดลวดหม้อแปลงที่แตกต่างกันออกไปมีผลทำให้ค่ากระแสผิดปกติขณะเกิดความผิดปกติในส่วนต่างๆ มีค่าต่างกัน เนื่องมาจากการต่อขดลวดในลักษณะต่างๆ ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ในวงจรลำดับศูนย์ (Zero sequence network) เปลี่ยนแปลงไป แต่ในส่วนวงจรลำดับบวก (Positive sequence networks) และวงจรลำดับลบ (Negative sequence network) ยังคงเหมือนเดิม ดังนั้นค่ากระแสที่คิดจากวงจรลำดับศูนย์จะแตกต่างกัน ทำให้กระแสรวมที่ได้มีค่าต่างกันออกไป ถ้าเราให้ DG ต่อขนานเข้าระบบผ่านหม้อแปลงเข้าที่ บัส N ใดๆ ผลของการต่อขดลวดหม้อแปลงในลักษณะต่างๆ ดังนี้

จากวงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อขดลวดแบบต่างๆ เมื่อดูผลของวงจรสมมูลลำดับศูนย์เราจะสามารถแบ่งลักษณะการต่อหม้อแปลงออกเป็น 3 รูปแบบได้คือ

รูปแบบที่ 1 หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบ วาย-เดลต้า, วายลงดิน-วาย, วาย-วายลงดิน, เดลต้า-วาย, เดลต้า-เดลต้า และ วายลงดิน-เดลต้า

รูปแบบที่ 2 หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ เดลต้า-วายลงดิน

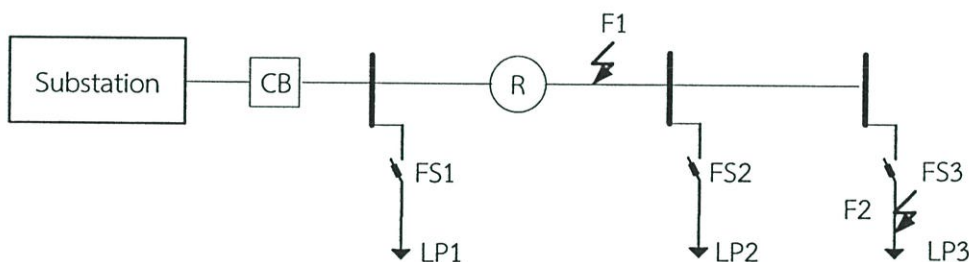
รูปแบบที่ 3 หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-วายลงดิน

เราจะพบว่าหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบ วาย-เดลต้า, วายลงดิน-วาย, วาย-วายลงดิน, เดลต้า-วาย, เดลต้า-เดลต้า และ วายลงดิน-เดลต้า จะมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะเกิดความผิดปกติค่าเดียวกันคือ ส่วน หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ เดลต้า-วายลงดิน จะมีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะเกิดความผิดปกติคือ Z_{th} ขนานกับ Z_T และ หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-วายลงดิน จะมี

ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะเกิดความผิดปกติ คือ Z_{th} ขนานกับ Z_T ที่ต่ออนุกรมกับ Z_{DG} ผลที่ตามมา ก็คือ วงจรที่ต่อขดลวดแบบ เดลต้า-วายลงดิน จะมีค่าอิมพีแดนซ์วงจรลำดับศูนย์ต่ำที่สุด นั่นคือ กระแสใน วงจรลำดับศูนย์ก็จะมีค่ามากที่สุด ส่วนหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่เหลือนจะมีค่าอิมพีแดนซ์วงจร ลำดับศูนย์มากที่สุด ทำให้กระแสในวงจรลำดับศูนย์มีค่าน้อยที่สุด ซึ่งความแตกต่างเหล่านี้จะนำมา ประกอบในการคิดกระแสผิดปกติในระบบทดสอบตามกรณีศึกษาต่างๆ ทุกรูปแบบของการต่อขดลวด หม้อแปลง เพื่อศึกษาผลความแตกต่างและผลกระทบที่ตามมา

2.8 การออกแบบระบบป้องกัน

การป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลโดยพื้นฐานแล้วจะประกอบไปด้วยเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่สถานีไฟฟ้า และรีโคสเซอร์ติดตั้งที่กลางสายป้อนหรือสายป้อนย่อยที่มีความยาวมาก จากนั้นจะ ติดตั้งดรอปเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์เพื่อป้องกันสายย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า แสดงได้ดังภาพที่



ภาพที่ 2.4 อุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายแบบเรเดียล

พิจารณาภาพที่ 2.4 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าประกอบไปด้วยอุปกรณ์ป้องกันหลัก 3 ชนิด คือติดตั้ง เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ต้นทางสถานีไฟฟ้า ทำหน้าที่ป้องกันสายป้อนหลักในส่วนต้นทาง และทำหน้าที่สำรอง การทำงานของรีโคสเซอร์และดรอปเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ รีโคสเซอร์จะติดตั้งอยู่ตรงกลางทางสายป้อน หลักทำหน้าที่ป้องกันความเสียหายของสายป้อนหลักและแยกความผิดปกติแบบชั่วคราว หรือถาวรออก จากระบบจำหน่ายไฟฟ้า และยังทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรองของดรอปเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ ส่วน ดรอปเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ติดตั้งที่สายป้อนย่อย ทำหน้าที่ป้องกันโหลดในกิ่งย่อยของระบบ

ในกรณีที่เกิดความผิดปกติขึ้นที่ตำแหน่ง F1 รีโคสเซอร์จะทำงานเปิดวงจรครั้งแรกด้วยการ ทำงานแบบเร็ว (Fast Curve) และจะต่อวงจรกลับสู่สภาวะปกติ ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นถูกกำจัดออก จากระบบก่อนที่รีโคสเซอร์จะปิดวงจร จะทำให้จุดโหลด LP2 และ LP3 เกิดไฟฟ้าดับแบบชั่วคราว แต่ ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นยังคงอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า รีโคสเซอร์จะทำการเปิดวงจรอีกครั้งด้วยการ ทำงานแบบช้า (Slow Curve) จะทำให้จุดโหลด LP2 และ LP3 เกิดไฟฟ้าดับแบบถาวร และเมื่อหลังจาก ที่เราแก้ไขความผิดปกติได้แล้ว จึงจะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กลับจุดโหลด LP2 และ LP3 ได้

นอกจากนี้หากเกิดความผิดปกติขึ้นที่ตำแหน่ง F2 รีโคสเซอร์จะเปิดวงจรครั้งแรกด้วยการ ทำงานแบบเร็ว (Fast Curve) และจะปิดวงจรกลับสู่สภาวะปกติ ถ้าความผิดปกติที่เกิดขึ้นถูกกำจัดออก จากระบบจำหน่ายไฟฟ้าก่อนที่รีโคสเซอร์จะปิดวงจร จะทำให้จุดโหลด LP2 และ LP3 เกิดไฟฟ้าดับแบบ

ชั่วคราว แต่ถ้าความผิดพลาดยังคงอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทรอปเอคต์ฟิวส์คัทเอาต์ FS2 จะทำงาน และทำให้จุดโหลด LP2 เกิดเหตุการณ์ไฟดับขึ้น

การป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น นอกจากจะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายแล้วยัง ต้องมีการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายให้มีความสอดคล้องกันด้วย ระบบป้องกันจึงจะสามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

2.9 การจัดลำดับความสัมพันธ์ของระบบป้องกัน

การจัดลำดับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์ป้องกันจะเป็นการจัดลำดับการป้องกันโดยให้อุปกรณ์ที่อยู่ใกล้ความผิดพลาดทำงานก่อน และอุปกรณ์ที่อยู่ถัดมาทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง (Backup) ในกรณีที่อุปกรณ์ที่อยู่ใกล้ความผิดพลาดไม่ทำงานอุปกรณ์ป้องกันที่ทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรอง จะต้องทำงานตัดความผิดพลาดออกจากระบบไฟฟ้าแทน โดยเงื่อนไขที่ใช้จัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์จะพิจารณา ดังนี้

2.9.1 การจัดลำดับความสัมพันธ์โดยใช้กระแส

การจัดลำดับความสัมพันธ์โดยใช้กระแสผิดพลาด อาศัยหลักการที่ว่ากระแสผิดพลาดจะแปรตามตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาด ซึ่งเป็นการแปรผันตามอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ต่าง ๆ เช่น สายเคเบิล สายส่ง และหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น อุปกรณ์ป้องกันทั้งหมดจะถูกปรับตั้งให้ทำงานที่ค่าเหมาะสม โดยอุปกรณ์ป้องกันตัวที่อยู่ใกล้กับจุดที่เกิดความผิดพลาดมากที่สุดจะทำงานก่อน

2.9.2 การจัดความสัมพันธ์โดยใช้เวลา

การจัดความสัมพันธ์โดยใช้เวลา อาศัยหลักการที่ว่า รีเลย์ควบคุมอุปกรณ์ป้องกันอื่น ๆ แต่ละตัวจะถูกตั้งค่าหน่วงเวลา (Time Delay) ไว้คงที่ อุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ไกลจากแหล่งจ่ายมากที่สุดมีค่าหน่วงเวลาสั้นที่สุด เวลาในการทำงานไม่ขึ้นกับระดับของกระแสผิดพลาด ข้อเสียวิธีนี้คือ อุปกรณ์ตัวที่อยู่ใกล้แหล่งจ่ายซึ่งเป็นจุดที่มีระดับกระแสผิดพลาดสูง จะมค่าหน่วงเวลายาวนานเมื่อเกิดความผิดพลาดใกล้แหล่งจ่าย กระแสผิดพลาดอาจคงอยู่นานเกินไป ทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ต้นทางได้

2.9.3 การจัดความสัมพันธ์โดยใช้ทั้งกระแสและเวลา

เนื่องจากจัดความสัมพันธ์ของการป้องกันโดยใช้กระแสผิดพลาด หรือใช้เวลาอย่างเดียว มีข้อจำกัดจึงมีการพัฒนาลักษณะสมบัติของกระแสเกินผกผันกับเวลา (Inverse Time Overcurrent Characteristic) และได้พัฒนาต่อมาเป็น Inverse Definite Minimum Time Characteristic (IDMT) โดยที่ลักษณะของเวลาการทำงานเป็นส่วนกลับกับกระแสที่ใช้ คือกระแสยิ่งมากเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ยิ่งสั้น

ดังนั้นในการออกแบบระบบป้องกันในระบบทดสอบ จึงได้เลือกใช้การจัดลำดับความสัมพันธ์ของอุปกรณ์โดยใช้ทั้งแบบกระแสและเวลา เนื่องจากต้องการให้ระบบป้องกันมีความยืดหยุ่นมากขึ้น และลดข้อผิดพลาดที่กล่าวไว้ข้างต้นอาจเกิดขึ้น อีกทั้งในการทดสอบจะมีการเปลี่ยนแปลงขนาดของกระแสผิดพลาดจากการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (DG) เข้ามา ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน

2.10 คุณสมบัติของระบบป้องกัน

คุณสมบัติที่จำเป็นเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการป้องกันอย่างสูงสุด ถูกต้อง และเป็นไปตามวัตถุประสงค์ ดังนั้นระบบป้องกันควรมีลักษณะดังนี้

Reliability หมายถึง ความเชื่อถือได้ในความแน่นอนของอุปกรณ์ป้องกันในขณะที่ทำงานว่าจะสามารถทำงานได้

Dependability หมายถึง การที่ระบบป้องกันตั้งทำงานถูกต้องทุกครั้งที่เกิดความผิดปกติ และจะต้องทำงานถูกต้องสำหรับความผิดปกติทุกแบบด้วย อีกทั้งต้องทำงานได้ขณะที่ต้องการให้ทำงาน เช่น อาจต้องทำงานซ้ำ ๆ กันหลาย ๆ ครั้งในช่วงเวลาสั้น ๆ หรืออาจต้องทำงานแม้จะไม่ได้ทำงานมาเป็นระยะเวลาานานก็ตาม

Security หมายถึง ระบบป้องกันต้องไม่ทำงานเมื่อไม่ต้องการให้ทำงาน เช่น จะต้องไม่ทำงานในสภาวะโหลดปกติ หรือเกิดสภาวะทรานเซียนส์ชั่วคราว หรือเมื่อเกิดความผิดปกตินอกเขตการป้องกัน ซึ่งการตัดวงจรโดยไม่จำเป็นจะส่งผลเสียหายทางเศรษฐกิจ

Selectivity หมายถึง Security ที่จำกัดพื้นที่ให้อยู่ในขอบเขตจำกัดหรือไม่จำกัดในระบบไฟฟ้า ซึ่งในเขตนี้เรียกว่าเขตการป้องกัน (Zone of Protection) ซึ่งจะเป็นแบบจำกัด (Close) หรือไม่จำกัด (Open) ก็ได้ หรือกล่าวได้ว่า Selectivity ก็คือการที่ใช้อุปกรณ์ป้องกันทางภายในเขตที่กำหนดไว้ ซึ่งโดยมากขอบเขตการป้องกันนี้จะมีอุปกรณ์ที่สำคัญคือ เซอร์กิตเบรกเกอร์ หม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า และหม้อแปลงกระแสไฟฟ้า ซึ่งขอบเขตการป้องกันนี้จะถูกกำหนดโดยหม้อแปลงกระแสตนเอง

Speed ระบบป้องกันจะต้องสามารถตัดวงจรได้รวดเร็วพอที่จะให้อุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบยังไม่เสียหายซึ่งโดยทั่วไปแล้วยังทำงานเร็วเท่าไร อุปกรณ์ก็จะได้รับความปลอดภัยมากขึ้น แต่ในการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์หลายตัวอาจจะต้องมีการหน่วงเวลาบ้างพอสมควร แต่ทั้งนี้ก็ไม่ควรช้าจนทำให้อุปกรณ์เสียหาย

2.11 การแบ่งส่วนของระบบป้องกัน

ระบบป้องกันแบ่งได้เป็น 2 ส่วน คือ 1.การป้องกันปฐมภูมิ และ 2.การป้องกันทุติยภูมิ

2.11.1 การป้องกันปฐมภูมิ (Primary Protection) หมายถึง การป้องกันลำดับแรกซึ่งอุปกรณ์ป้องกันในเขตป้องกันต้องทำหน้าที่แยกส่วนของวงจรที่เกิดความผิดปกติออกจากกระบวนการทำงานปฐมภูมิจะต่อทำงานเร็วที่สุด และแยกส่วนวงจรให้น้อยที่สุด เพื่อให้เกิดความเสียหายกับระบบโดยรวมน้อยที่สุด

2.11.2 การป้องกันทุติยภูมิ (Backup Protection) หมายถึงการใช้ระบบป้องกันอีกชุดหนึ่งที่ใช้เวลาในการทำงานช้ากว่าระบบปฐมภูมิ เพื่อทำหน้าที่ป้องกันวงจรในกรณีที่การทำงานของชุดปฐมภูมิไม่ทำงาน ซึ่งต้องแยกส่วนของวงจรรอบมากกว่าระบบป้องกันปฐมภูมิในการจำกัดความผิดปกติ การป้องกันปฐมภูมิแบ่งได้ 2 แบบคือ

Local Backup Protection คือระบบป้องกันที่ติดตั้งบริเวณเดียวกับระบบปฐมภูมิ จึงอาจใช้อุปกรณ์หลายอย่างร่วมกับชุดของระบบป้องกันปฐมภูมิเช่น หม้อแปลงกระแส แบตเตอรี่ และ เซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นต้น ดังนั้นอาจเกิดการดำเนินงานผิดพลาดของอุปกรณ์ทั้ง 2 ชุดได้ ถ้าอุปกรณ์ที่ใช้ร่วมกันเสียหาย

Remote Backup Protection คือระบบป้องกันที่ติดตั้งห่างไกลจากอุปกรณ์ป้องกันของระบบปฐมภูมิ ดังนั้นอุปกรณ์ต่าง ๆ จะแยกการใช้งานกัน

2.12 ความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากเหตุการณ์ขัดข้อง

ตามที่ได้เสนอข้างต้น แสดงให้เห็นว่าอุปกรณ์ป้องกันมีส่วนช่วยในการปรับปรุงค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าขึ้นอยู่กับจำนวน ชนิด และ ตำแหน่งของการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งถ้าเราลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้ามาก ระบบไฟฟ้าก็จะมี ความมั่นคงสูงหรืออาจจะสูงมากเกินไปจนความจำเป็น ขณะที่ถ้าเราติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าเพียงเล็กน้อยหรือไม่ ติดเลย ความเชื่อถือได้ของระบบก็จะต่ำ ดังนั้นเราอาจแก้ไขปัญหที่เกิดขึ้นได้โดยการพิจารณาค่าใช้จ่าย ในการลงทุนเปรียบเทียบกับผลประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ โดยจุดที่เหมาะสมควรจะเป็นจุดที่มีความ สมดุลระหว่างค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้น ในการพิจารณาถึงผลประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับ เรา สามารถทำได้โดยการประเมินผ่านคุณค่าของความเชื่อถือได้ที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งมักเป็นการประเมินผ่าน ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เรียกว่า ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้า ดับ (Outage Cost)

ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับสามารถจำแนกได้เป็นสองส่วน คือ ความเสียหายโดยตรง และโดยอ้อม ความเสียหายโดยตรงจะเกี่ยวข้องกับผลที่เกิดขึ้นโดยตรงจากการเกิดเหตุไฟฟ้าดับ เช่น การ สูญเสียเนื่องจากการผลิตในโรงงานอุตสาหกรรม วัตถุดิบเสียหาย เป็นต้น ส่วนความเสียหายโดยอ้อมจะ เกิดจากผลต่อเนื่องที่เกิดจากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ เช่น การโจรกรรม การสูญเสียโอกาสในทางการค้าอัน เนื่องจากการติดต่อสื่อสาร เป็นต้น

ดังนั้นในการประเมินความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับนั้นอาจทำได้โดยยาก เนื่องจากในทาง ปฏิบัติแล้ว ความเสียหายที่เกิดขึ้นในบางกรณีอาจไม่สามารถประเมินออกมาเป็นมูลค่าได้ นอกจากนี้ ผลกระทบที่เกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายจะมีความแตกต่างกันตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า ซึ่งอาจสรุปได้ว่า ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับนี้จะขึ้นอยู่กับประเภท ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ระยะเวลาและช่วงเวลาที่เกิด ไฟฟ้าดับ

ในประเทศไทยสามารถแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าได้เป็น 7 ประเภทหลัก ดังนี้

- ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย
- ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก
- ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง
- ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่
- ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง
- ประเภทที่ 6 ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงผลกำไร
- ประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร

จากผลการวิจัยอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ พบว่าความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (Sector Customer Damage Functions: SCDF) มีค่าแสดงดัง ตารางที่

ตารางที่ 2.4 ความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า (บาท/kW)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ระยะเวลาไฟฟ้าดับ						
	ไฟกระพริบ	1 นาที	30 นาที	1 ชม.	2 ชม.	4 ชม.	8 ชม.
บ้านอยู่อาศัย	0.00	0.27	4.08	8.69	19.05	39.76	80.72
กิจการขนาดเล็ก	38.29	46.74	96.45	166.17	288.47	591.75	1,054.21
กิจการขนาดกลาง	3.29	7.85	29.48	55.01	92.65	193.66	363.22
กิจการขนาดใหญ่	6.66	10.82	34.31	50.88	79.71	145.61	251.94
กิจการเฉพาะอย่าง	0.00	0.00	0.53	1.89	4.04	8.25	15.90
ส่วนราชการ	0.28	6.10	11.21	20.02	28.83	40.175	50.94

ในงานวิจัยฉบับนี้ เราจะนำข้อมูลจากตารางที่ ไปใช้ประกอบการคำนวณมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Expected Interruption Cost: ECOST) ทั้งกรณีไฟฟ้าดับแบบชั่วคราว และแบบถาวร โดยสามารถคำนวณได้จากสมการ

$$ECOST = \sum_{i \in V} L_i \gamma_i C(r_i)$$

โดยที่ L_i คือ ขนาดโหลดที่เกิดเหตุการณ์ขัดข้อง i
 γ_i คือ อัตราการล้มเหลวของเหตุการณ์ขัดข้อง i
 $C(r_i)$ คือ ค่าความเสียหายต่อหน่วยของผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งจะขึ้นกับระยะเวลาและประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

ในการคำนวณมูลค่าความเสียหายสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทนั้น การประมาณค่าในช่วงและการประมาณค่านอกช่วงจะถูกนำมาใช้ในกรณีระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับนั้นอยู่ระหว่างช่วงเวลาที่กำหนดไว้ในตารางที่ หรือระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับมีเวลานานกว่า 8 ชั่วโมง เช่นหากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเกิดไฟฟ้าดับเป็นเวลา 20 นาที เราสามารถหา ECOST ได้ดังนี้

จากข้อมูลในตารางที่ 2.4 ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ 20 นาที จะอยู่ระหว่างช่วงเวลาที่กำหนดในตารางที่เวลา 1 นาที และ 30 นาที ดังนั้นจะทำการประมาณค่าในช่วง โดยความเสียหายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอยู่อาศัยดังนี้

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ 30 นาที คิดเป็นมูลค่า 4.08 บาท/kW

ระยะเวลาไฟฟ้าดับ 1 นาที คิดเป็นมูลค่า 0.27 บาท/kW

ดังนั้น สำหรับระยะเวลาไฟฟ้าดับ 20 นาที

$$\text{จะคิดเป็นมูลค่า } 4.08 - \frac{(4.08 - 0.27) \times (30 - 20)}{(30 - 1)} = 2.766$$

2.13 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

- [1] นำเสนอวิธีกำหนดจุดติดตั้ง และขนาดของ DG ที่เหมาะสม เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือ โดยใช้วิธีการ Mixed Integer non linear programming
- [2] เปรียบเทียบผลกระทบของ DG ที่มีผลต่อระดับแรงดันไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไประหว่าง DG ประเภท Combined Heat กับ Wind power generation โดยใช้โปรแกรม ERAC Power flow analysis
- [3] นำเสนอผลกระทบของ DG มีผลต่อการพิจารณาตำแหน่งที่เกิดลัดวงจรในระบบไฟฟ้า โดยการจำลองระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม ATP-EMTP
- [4] ศึกษาผลกระทบของ DG ที่มีต่อ Overcurrent protective sensitivity โดยเปรียบเทียบผลกระทบระหว่าง ทฤษฎี กับการจำลองด้วยโปรแกรม Matlab
- [5] จำลองโมเดล 25บัส ของระบบไฟฟ้าในประเทศอินเดีย ศึกษาผลกระทบที่เกิดจาก DG ที่มีการกำหนดจุดติดตั้งด้วยวิธี Genetic Algorithm
- [6] ทำการศึกษาผลกระทบของ Auto-Reclosing Devices ที่เกิดจาก DG ซึ่งแสดงให้เห็นว่า DG มีผลต่อระยะเวลาที่ทำให้เกิดไฟดับมากขึ้น
- [7] บทความนี้ศึกษาปัจจัยที่มีผลกระทบจากการเชื่อมต่อ DG ที่มีผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท โรงงานอุตสาหกรรม และที่พักอาศัย
- [8] บทความนี้เปรียบเทียบผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละประเภท โดยแสดงให้เห็นว่าในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางชนิดก็ไม่ส่งผลกระทบต่อระดับกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้า แต่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางชนิดก็เพิ่มระดับกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้า
- [9] นำเสนอผลกระทบของการเชื่อมต่อ DG ประเภทซิงโครนัสที่ทำให้เกิด Voltage Sag ในระบบไฟฟ้า พร้อมทั้งเสนอวิธีการแก้ไขปัญหาดังกล่าว
- [10] นำเสนอวิธีการลดผลกระทบที่ทำให้ลำดับการทำงานของ FCL ร่วมกับอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ ผิดพลาด โดยใช้ Fault current limiter เพื่อลดปริมาณกระแสลัดวงจร
- [11] นำเสนอผลกระทบที่มีผลต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่เกิดจาก DG และวิธีการหาจุดเชื่อมต่อ DG โดยมุ่งเน้นความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นหลัก
- [12] บทความนี้แสดงให้เห็นว่าเมื่อ DG เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแล้วจะส่งผลทำให้อุปกรณ์ป้องกันทำงานผิดพลาด ซึ่งผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
- [13] บทความนี้ศึกษาผลกระทบที่เกิดจาก DG ที่มีผลต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และหาความเป็นไปได้ในการเชื่อมต่อ DG เข้ากับระบบไฟฟ้าแบบ Islanding
- [14] บทความนี้นำเสนอการศึกษาผลกระทบของ DG ที่มีผลต่อระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล โดยแสดงให้เห็นว่าการเชื่อมต่อ DG เข้ากับระบบไฟฟ้ามีผลต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน
- [15] บทความนี้ศึกษาผลกระทบของความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่เกิดจาก DG และความน่าจะเป็นที่ DG จะทำการจ่ายกระแสไฟฟ้าในสภาวะ Islanding
- [16] บทความนี้ศึกษาการเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับ DG โดยใช้ automatic reclosing และจำลองระบบไฟฟ้าด้วยโปรแกรม PSCAD

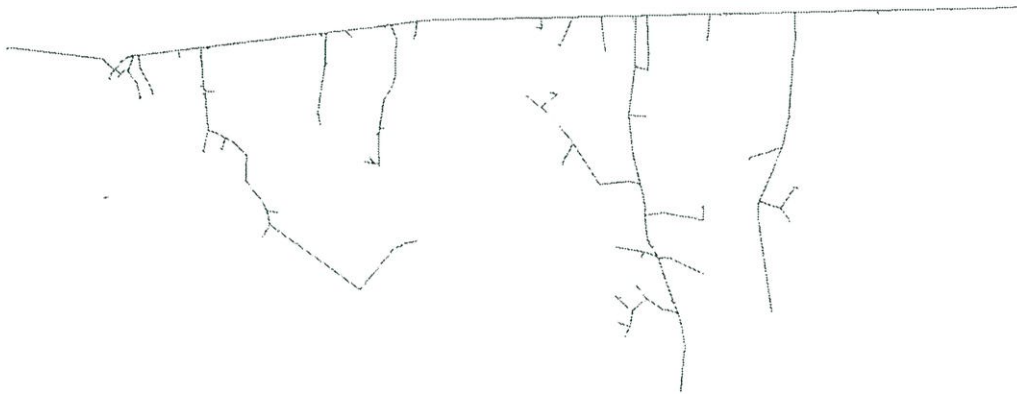
[17] บทความนี้นำเสนอการศึกษาปัญหาของการทำงานผิดพลาดระหว่างรีโกลสเซอร์ กับ
พีวส์ที่เกิดขึ้นในประเทศอิหร่าน เนื่องจากผลกระทบที่เกิดจาก DG

บทที่ 3 การทดลองและการวิเคราะห์ผลการทดลอง

ในบทนี้จะนำเสนอผลกระทบของ DG ที่เกิดขึ้นกับอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลองโดยเปรียบเทียบกระแสไฟฟ้าผิดปกติพร้อมอันส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในสถานะที่ระบบไฟฟ้าเชื่อมต่อกับ DG และไม่เชื่อมต่อกับ

3.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลอง

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลองที่ได้ทำการศึกษา เป็นระบบไฟฟ้าแบบเรเดียล ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าที่มีเซอร์กิตเบรกเกอร์ ที่ต้นไลน์เมน มีรีโวลสเซอร์ติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่ายไลน์เมน 3 จุด และมีฟิวส์แรงสูงติดตั้งทุกไลน์แยก แสดงดังภาพที่ 3.1 โดยที่ปริมาณโหลดหม้อแปลงไฟฟ้าติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลองแสดงดังตารางที่ 3.1



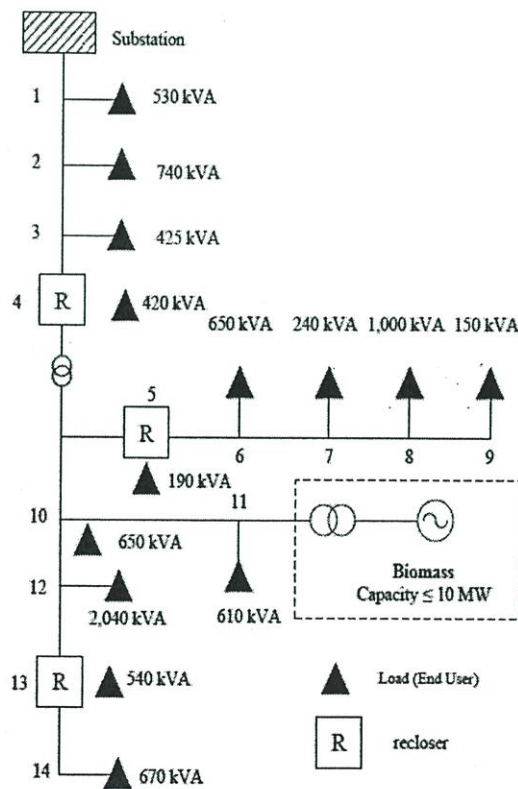
ภาพที่ 3.1 ระบบไฟฟ้าจำลองที่ทำการศึกษา

ตารางที่ 3.1 ประเภทผู้ใช้ไฟ, จำนวนผู้ใช้ไฟ และปริมาณโหลดหม้อแปลงไฟฟ้า

ตำแหน่งโหลด	ประเภทโหลด	ปริมาณโหลด (kVA)	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)
1	บ้านที่อยู่อาศัย	530	156
2	บ้านที่อยู่อาศัย	90	15
3	กิจการขนาดกลาง	650	1
	บ้านที่อยู่อาศัย	425	120
4	กิจการขนาดเล็ก	420	2
5	บ้านที่อยู่อาศัย	190	36

ตารางที่ 3.1 ประเภทผู้ใช้ไฟ, จำนวนผู้ใช้ไฟ และปริมาณโหลดหม้อแปลงไฟฟ้า (ต่อ)

ตำแหน่งโหลด	ประเภทโหลด	ปริมาณโหลด (kVA)	จำนวนผู้ใช้ไฟ (ราย)
6	บ้านที่อยู่อาศัย	150	25
	กิจการขนาดเล็ก	500	1
7	บ้านที่อยู่อาศัย	240	52
8	กิจการขนาดกลาง	1000	1
9	บ้านที่อยู่อาศัย	150	21
10	กิจการขนาดเล็ก	650	1
11	กิจการขนาดเล็ก	610	1
12	บ้านที่อยู่อาศัย	390	136
	กิจการขนาดเล็ก	650	1
	กิจการขนาดกลาง	1000	1
13	บ้านที่อยู่อาศัย	540	238
14	กิจการขนาดเล็ก	315	1
	บ้านที่อยู่อาศัย	355	218



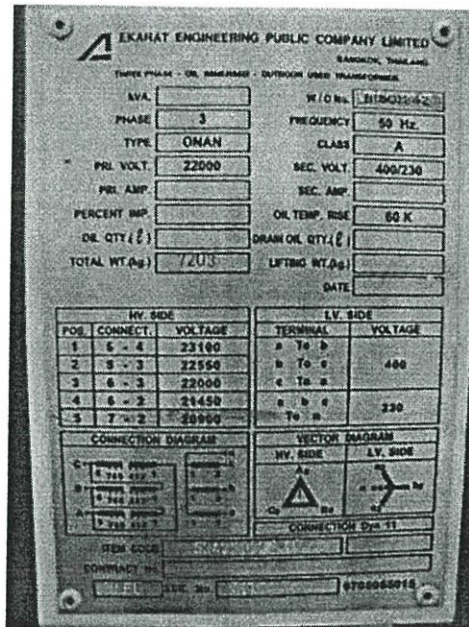
ภาพที่ 3.2 ระบบไฟฟ้าจำลองอย่างง่ายที่ทำการศึกษา

3.2 ผลกระทบที่มีต่อระดับแรงดันไฟฟ้า

ในการทดลองนี้จำลองการกระจายโหลดของระบบไฟฟ้า และตรวจสอบระดับแรงดันไฟฟ้า โดยเปรียบเทียบระหว่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมต่อกับ DG กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับ DG ประเภทซิงโครนัส ขนาด 8 MW โดยจากผลการจำลองระบบไฟฟ้าแสดงให้เห็นว่าการเชื่อมต่อ DG กับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังส่งผลกระทบต่อระดับแรงดันไฟฟ้าตำแหน่งต่าง ๆ ซึ่งจากการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อ DG กับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังนี้อาจส่งผลกระทบต่อ การเปลี่ยนแทปของหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่าย หรืออาจส่งผลทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับความเสียหายเนื่องจากระดับแรงดันไฟฟ้าสูงเกินไป เช่น ขณะที่ระบบไฟฟ้าไม่เชื่อมต่อกับ DG หม้อแปลงไฟฟ้าตำแหน่งที่ 13 ปรับตั้งแทปไว้ที่ตำแหน่ง 5 ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับแรงดันไฟฟ้าแรงต่ำขนาด 228 V และเมื่อระบบไฟฟ้าเชื่อมต่อกับ DG หากไม่ทำการปรับตำแหน่งแทปของหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบจำหน่ายจะส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับแรงดันไฟฟ้าขนาด 243 V เป็นต้น

ตารางที่ 3.2 ระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังตำแหน่งต่าง ๆ

ตำแหน่ง	ระดับแรงดันไฟฟ้า (kV)	
	ไม่เชื่อมต่อกับ DG	เชื่อมต่อกับ DG
1	22.97	21.93
2	22.84	21.97
3	21.89	22.10
4	21.60	22.10
5	21.43	22.19
6	21.27	22.04
7	21.06	21.86
8	21.10	21.86
9	21.09	21.85
10	21.22	22.41
11	21.20	22.81
12	20.92	22.11
13	20.76	22.11
14	20.74	21.88



ภาพที่ 3.3 Name Plate หม้อแปลงไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3.3 ผลกระทบที่มีต่อพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียจากการจ่ายไฟฟ้าและกระแสไฟฟ้าที่จ่ายให้โหลด

จากการผลการจำลองการจ่ายโหลดของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลองที่ทำการศึกษาดังตารางที่ 3.3 และ 3.4 คือเมื่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าเชื่อมต่อกับ DG จะส่งผลให้ทิศทางของกระแสไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งจากทิศทางและปริมาณของกระแสไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปนี้มีผลกระทบโดยตรงต่อพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียไป ทั้งนี้ปัจจัยที่มีผลต่อค่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสีย และทิศทางของกระแสไฟฟ้าคือ 1.กำลังผลิตไฟฟ้าของ DG และ 2.ตำแหน่งที่ DG เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 3.3 พลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียเนื่องจากการจ่ายโหลด

พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสีย	
	ไม่เชื่อมต่อกับ DG	เชื่อมต่อกับ DG
กำลังไฟฟ้าจริง	0.35 MW	0.31 MW
กำลังไฟฟ้าเสมือน	0.59 MVar	0.50 MVar

ตารางที่ 3.4 ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่จ่ายให้กับโหลดตำแหน่งต่าง ๆ

ตำแหน่ง	ปริมาณกระแสไฟฟ้าโหลด (A)	
	ไม่เชื่อมต่อกับ DG	เชื่อมต่อกับ DG
1	212	16
2	197	33
3	185	42
4	177	51
5	50	50
6	45	45
7	36	36
8	20	20
9	2	2
10	97	206
11	7	218
12	73	73
13	17	17
14	16	16

ตารางที่ 3.5 ปริมาณกระแสไฟฟ้าผิดพลาดประเภทเฟส-กราวด์ ที่ค่า Fault Impedance ขนาด 40 โอห์ม

ตำแหน่งลัดวงจร	ปริมาณกระแสลัดวงจร (A)	
	ไม่เชื่อมต่อกับ DG	เชื่อมต่อกับ DG
1	343	344
2	341	341
3	316	322
4	306	317
5	301	313
6	282	294
7	256	267
8	253	264
9	242	252
10	290	307
11	278	300
12	270	286
13	246	260
14	242	255

3.4 ผลกระทบของ DG ที่มีผลต่อค่ากระแสลัดวงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเฟส-กราวด์

ในการทดลองนี้จะทำการจำลองเหตุการณ์ผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อทำการศึกษาผลกระทบที่มีต่อระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยเปรียบเทียบปริมาณกระแสไฟฟ้าผิดปกติประเภทเฟส-กราวด์ ระหว่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับ DG กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมต่อกับ DG โดยจากตารางที่ 3.5 แสดงให้เห็นว่าเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟส-กราวด์ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้วระหว่างระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับ DG กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมต่อกับ DG มีการเปลี่ยนแปลงน้อยมาก ทั้งนี้ปัจจัยที่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงค่ากระแสลัดวงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือลักษณะของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้ากับ DG ซึ่งในการทดลองนี้ได้เลือกหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่มีเวกเตอร์รูปแบบ Dy0 ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3.5 ผลกระทบของ DG ที่มีผลต่อค่ากระแสลัดวงจรของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบ 3 เฟส

ตารางที่ 3.6 ปริมาณกระแสไฟฟ้าผิดปกติประเภท 3 เฟส

ตำแหน่งลัดวงจร	ปริมาณกระแสลัดวงจร (A)	
	ไม่เชื่อมต่อกับ DG	เชื่อมต่อกับ DG
1	4186	4968
2	3706	4512
3	1862	2898
4	1582	2793
5	1457	2639
6	1141	1757
7	874	1182
8	850	1152
9	767	1004
10	1264	2661
11	1136	2712
12	1006	1729
13	809	1217
14	778	1146

ในการทดลองนี้ ได้ทำการจำลองการเกิดเหตุผิดปกติประเภท 3 เฟสซึ่งเป็นความผิดปกติที่ทำให้เกิดกระแสผิดปกติมากที่สุด โดยจะทำการจำลองเหตุการณ์ผิดปกติทุกไลน์แยกของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลอง ซึ่งจากผลการจำลองเหตุการณ์แสดงดังตารางที่ 3.6 คือเมื่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าเชื่อมต่อกับ DG จะทำให้ค่ากระแสไฟฟ้าผิดปกติประเภท 3 เฟส มีค่าสูงขึ้น โดยปริมาณกระแสผิดปกติที่เปลี่ยนแปลงไปจะขึ้นอยู่กับระยะทางระหว่างจุดผิดปกติกับตำแหน่งของ DG

3.6 การจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันตำแหน่งต่าง ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

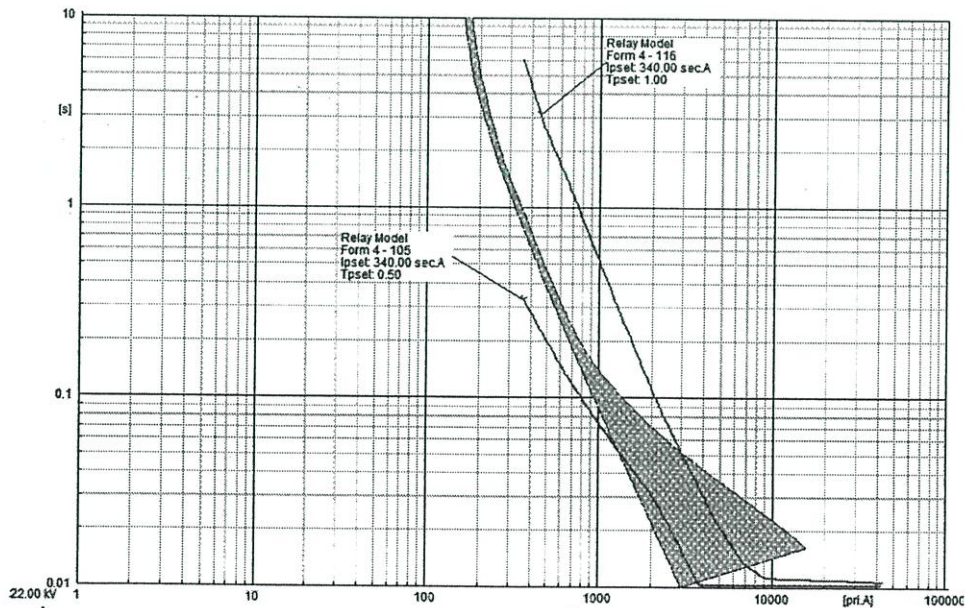
3.6.1 ลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันระหว่างรีโกลสเซอร์ ตำแหน่งที่ 4 กับดรอปเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์พิกัด 65k ตำแหน่งที่ 11 และ 12

จากภาพที่ 3.1 และ 3.2 จะเห็นว่ารีโกลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 จะต้องทำงานร่วมกับฟิวส์ตำแหน่งที่ 11 และ 12 รวมทั้งจะต้องทำงานร่วมกับรีโกลสเซอร์ตำแหน่งที่ 5 และ 13 ด้วย ดังนั้นเพื่อกำหนดให้รีโกลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 ทำงานร่วมกับฟิวส์ตำแหน่งที่ 11 และ 12 ในลักษณะ Fuse Saving Scheme คือการกำหนดให้รีโกลสเซอร์ทำงานด้วย Fast Curve หรือ TCC1 ก่อนที่ฟิวส์ในไลน์แยกจะหลอมละลาย สามารถกำหนดค่าการทำงานของรีโกลสเซอร์ได้ดังตารางที่ 3.7

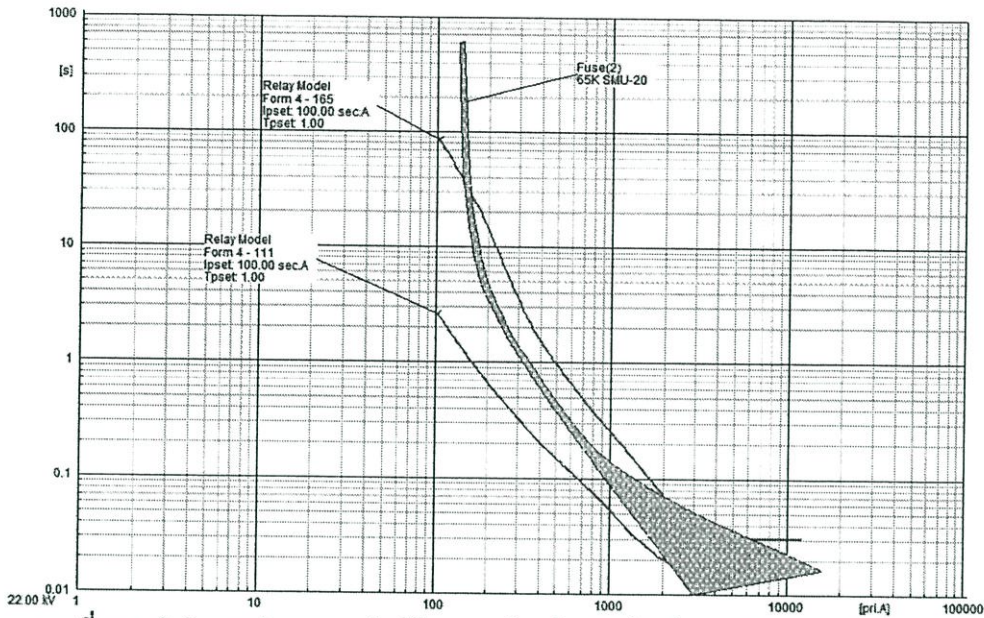
ตารางที่ 3.7 ค่าการทำงานของรีโกลสเซอร์ตำแหน่ง 4

ตำแหน่งที่ติดตั้งรีโกลสเซอร์	ค่าการทำงานด้านเฟส	ค่าการทำงานด้านกราวด์
4	Pick up = 340 A Curve TCC 1 = 105 Time dial 0.5 Curve TCC 2 = 116 Time Interval 1 = 5 s Time Interval 2 = 15 s Reset Time = 120 s	Pick up = 100 A Curve TCC 2 = 111 Curve TCC 2 = 165 Time Interval 1 = 5 s Time Interval 2 = 15 s Reset Time = 120 s

โดยที่ ดรอปเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ตำแหน่งที่ 11 และ 12 ติดตั้งฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k



ภาพที่ 3.4 ลำดับการทำงานระหว่างรีโกลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k ด้านเฟส



ภาพที่ 3.5 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคสเซอร์ 4 กับ ฟิวส์ลิ่งขนาดพิกัด 65k ด้านกราวด์

จากตารางที่ 3.5 และ 3.6 และจากภาพที่ 3.4 และ 3.5 แสดงให้เห็นว่าจากค่าการทำงานของรีโคสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 รีโคสเซอร์จะทำงานร่วมกับฟิวส์ตำแหน่งที่ 11 และ 12 ขนาดพิกัด 65K ได้ตั้งแต่ช่วงกระแสลัดวงจรขนาด 218-622 A

3.6.2 การจัดลำดับการทำงานระหว่างรีโคสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับรีโคสเซอร์ตำแหน่งที่ 5

จากปริมาณโหลดในระบบจำหน่ายไฟฟ้าตามตารางที่ 3.4 กับค่ากระแสผิวดพ่วงในระบบจำหน่ายตามตารางที่ 3.5 และ 3.6 จะสามารถกำหนดค่าการทำงานของรีโคสเซอร์ตำแหน่งที่ 5 เพื่อให้สามารถทำงานร่วมกับรีโคสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 ได้ตามตารางที่ 3.8

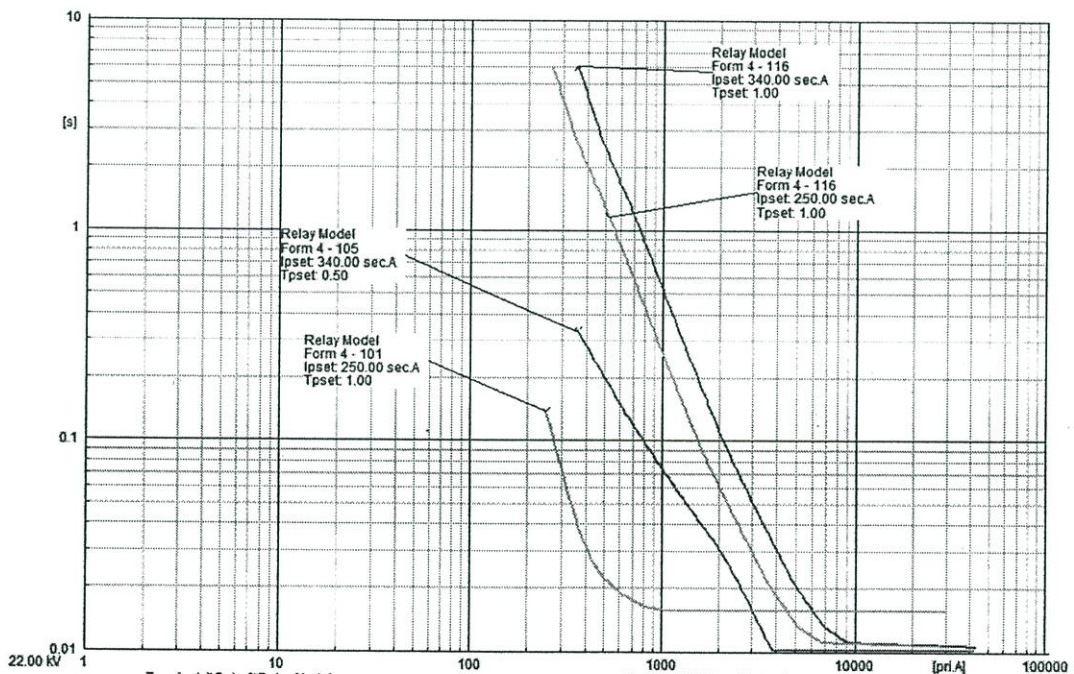
ตารางที่ 3.8 ค่าการทำงานของรีโคสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 และ 5

ตำแหน่งที่ติดตั้งรีโคสเซอร์	ค่าการทำงานด้านเฟส	ค่าการทำงานด้านกราวด์
4	Pick up = 340 A Curve TCC 1 = 105 Time dial 0.5 Curve TCC 2 = 116 Time Interval 1 = 5 s Time Interval 2 = 15 s Reset Time = 120 s	Pick up = 100 A Curve TCC 2 = 111 Curve TCC 2 = 165 Time Interval 1 = 5 s Time Interval 2 = 15 s Reset Time = 120 s

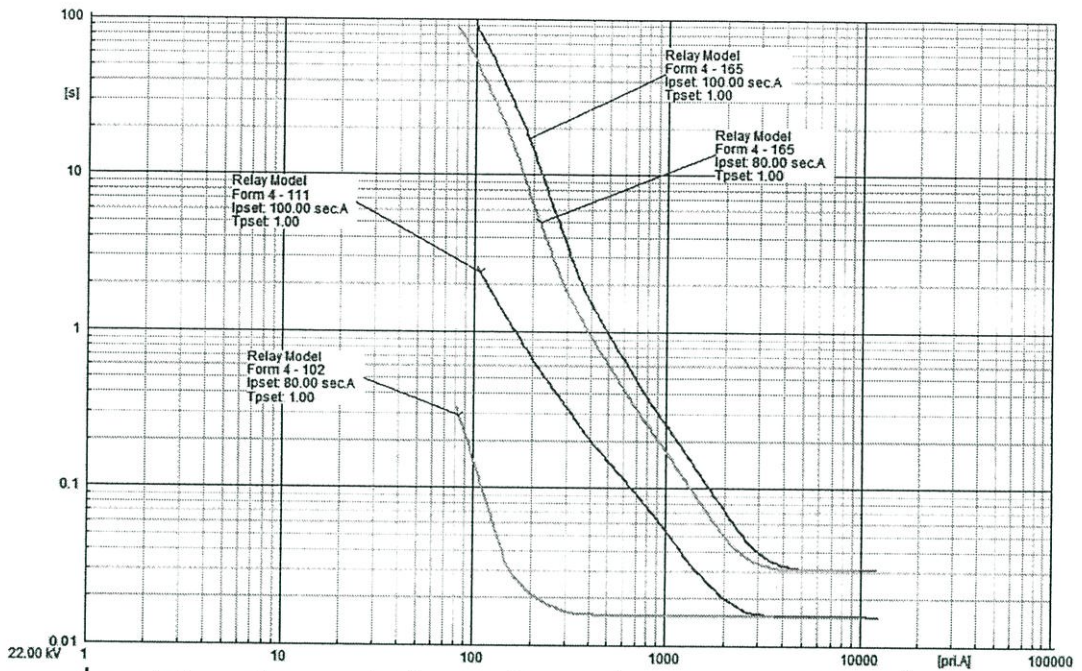
ตารางที่ 3.8 ค่าการทำงานของรีเลย์ตำแหน่งที่ 4 และ 5 (ต่อ)

ตำแหน่งที่ติดตั้งรีเลย์	ค่าการทำงานด้านเฟส	ค่าการทำงานด้านกราวด์
5	Pick up = 250 A Curve TCC 1 = 101 Curve TCC 2 = 116 Time Interval 1 = 5 s Time Interval 2 = 15 s Reset Time = 120 s	Pick up = 80 A Curve TCC 2 = 102 Curve TCC 2 = 165 Time Interval 1 = 5 s Time Interval 2 = 15 s Reset Time = 120 s

จากตารางที่ 3.8 สามารถวาดกราฟลำดับการทำงานระหว่างรีเลย์ตำแหน่งที่ 4 และรีเลย์ตำแหน่งที่ 5 ได้ดังภาพที่ 3.8 และ 3.9 ซึ่งแสดงให้เห็นว่ารีเลย์สามารถจัดลำดับการทำงานได้สัมพันธ์กันทั้งด้านเฟสและด้านกราวด์ กล่าวคือเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบจำหน่ายหลังรีเลย์ ตำแหน่งที่ 5 รีเลย์ตำแหน่งที่ 5 จะทำงานก่อนที่รีเลย์ตำแหน่งที่ 4 จะทำงานทุกค่ากระแสไฟฟ้า โดยที่รีเลย์ตำแหน่งที่ 4 จะทำงานเป็นอุปกรณ์ป้องกันสำรองของรีเลย์ตำแหน่งที่ 5



ภาพที่ 3.6 ลำดับการทำงานระหว่างรีเลย์ตำแหน่งที่ 4 กับรีเลย์ตำแหน่งที่ 5 ด้านเฟส



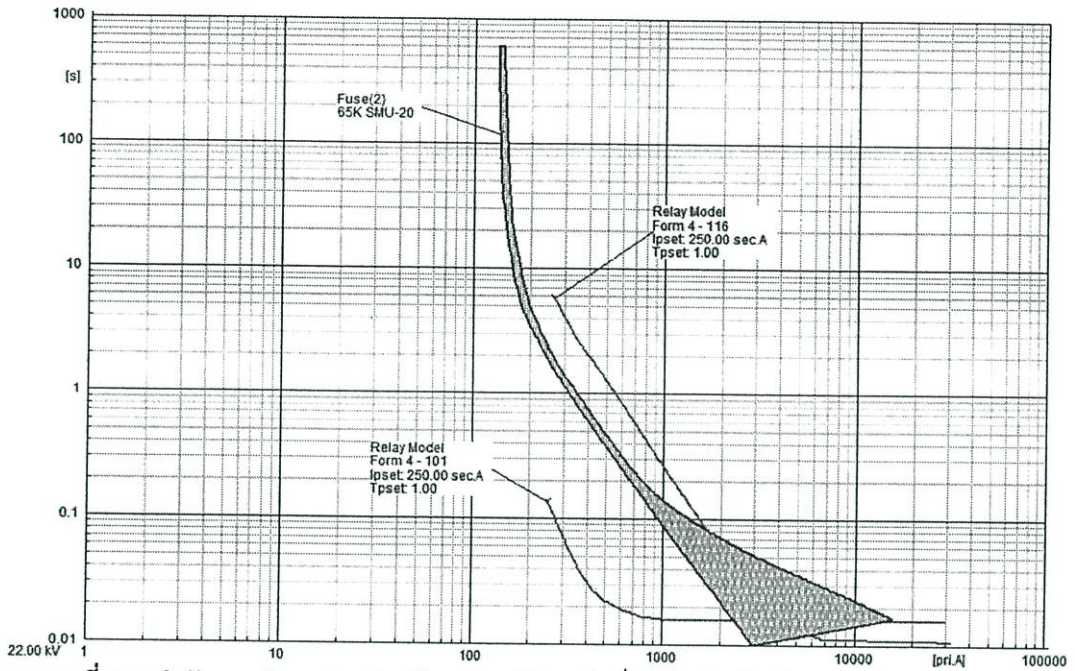
ภาพที่ 3.7 ลำดับการทำงานระหว่างรีเลย์เซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับรีเลย์เซอร์ตำแหน่งที่ 5 ด้านกราวด์

3.6.3 การจัดลำดับการทำงานระหว่างรีเลย์เซอร์ 5 กับฟิวส์ลิงค์พิกัด 65k

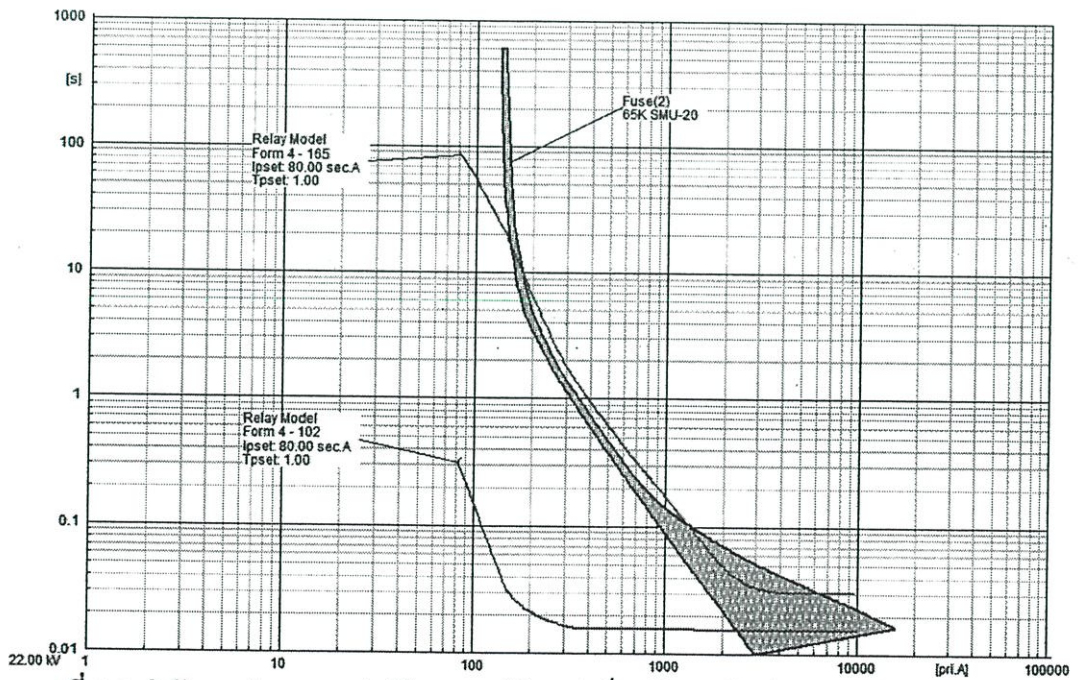
จากภาพที่ 3.1 และ 3.2 จะเห็นว่ารีเลย์เซอร์ตำแหน่งที่ 5 จะต้องทำงานร่วมกับฟิวส์ตำแหน่งที่ 6, 7, 8 และ 9 ดังนั้นเพื่อกำหนดให้รีเลย์เซอร์ตำแหน่งที่ 5 ทำงานร่วมกับฟิวส์ตำแหน่งที่ 6, 7, 8 และ 9 ในลักษณะ Fuse Saving Scheme คือการกำหนดให้รีเลย์เซอร์ทำงานด้วย Fast Curve หรือ TCC1 ก่อนที่ฟิวส์ในไลน์แยกจะหลอมละลาย สามารถกำหนดค่าการทำงานของรีเลย์เซอร์ได้ดังตารางที่ 3.9 โดยที่จะต้องเลือกขนาดพิกัดของฟิวส์ตำแหน่งที่ 6, 7, 8 และ 9 ขนาด 65K โดยสามารถแสดงกราฟลำดับการทำงานได้ดังภาพที่ 3.10 และ 3.11

ตารางที่ 3.9 ค่าการทำงานของรีเลย์เซอร์ตำแหน่งที่ 5

ตำแหน่งที่ติดตั้งรีเลย์เซอร์	ค่าการทำงานด้านเฟส	ค่าการทำงานด้านกราวด์
5	Pick up = 250 A Curve TCC 1 = 101 Curve TCC 2 = 116 Time Interval 1 = 5 s Time Interval 2 = 15 s Reset Time = 120 s	Pick up = 80 A Curve TCC 2 = 102 Curve TCC 2 = 165 Time Interval 1 = 5 s Time Interval 2 = 15 s Reset Time = 120 s



ภาพที่ 3.8 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคสเซอร์ตำแหน่งที่ 5 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k ด้านเฟส



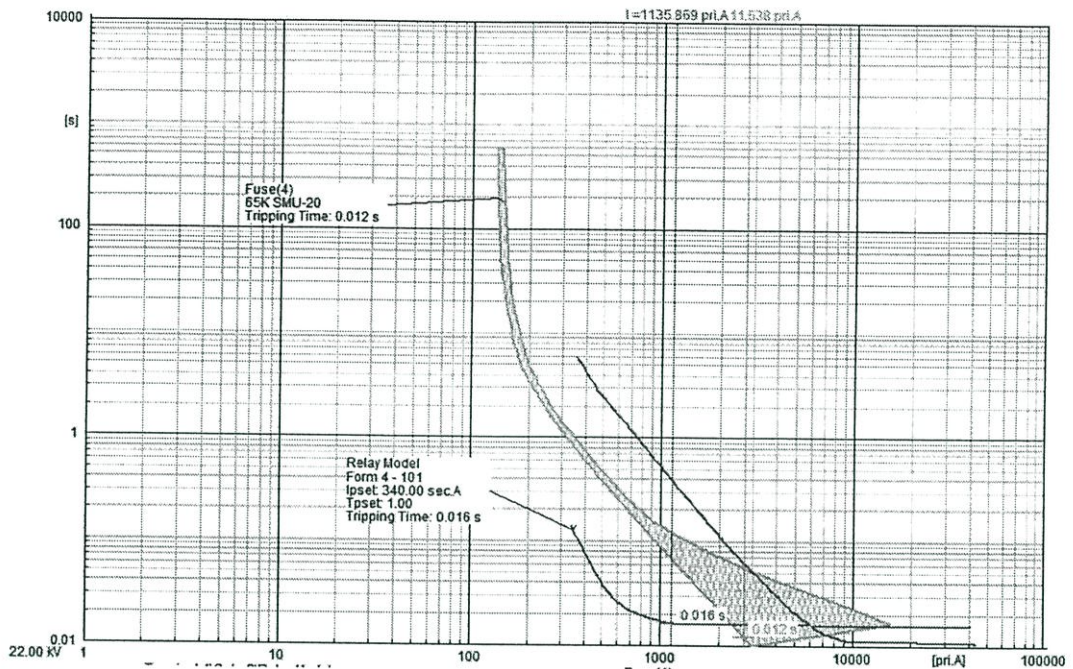
ภาพที่ 3.9 ลำดับการทำงานระหว่างรีโคสเซอร์ตำแหน่งที่ 5 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k ด้านกราวด์

3.7 ผลกระทบที่มีต่อลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ในการทดลองนี้ ได้ทำการจำลองการเกิดเหตุผิดปกติประเภท 3 เฟสซึ่งเป็นความผิดปกติที่ทำให้เกิดกระแสผิดปกติมากที่สุด โดยทำการจำลองเหตุการณ์ผิดปกติทุกไลน์แยกของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลองทั้งขณะที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเชื่อมต่อกับ DG และไม่เชื่อมต่อกับ DG ซึ่งจากการจำลองเหตุการณ์แสดงให้เห็นว่าเมื่อเกิดความผิดปกติแบบ 3 เฟสในระบบจำหน่าย พิวส์ในบางตำแหน่งจะไม่สามารถทำงานร่วมกับรีโคสเซอร์ที่กำหนดค่าการทำงานไว้ตามหัวข้อที่ 3.6 ได้ เนื่องจากผลของกระแสผิดปกติที่ DG จ่ายออกมาทำให้อุปกรณ์ป้องกันตรวจจับกระแสไฟฟ้าได้ต่างกัน เช่น ขณะที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าเชื่อมต่อกับ DG หากเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภท 3 เฟส ตำแหน่งที่ 11 จะทำให้ฟิวส์ตำแหน่งที่ 11 หลอมละลายก่อนที่รีโคสเซอร์จะปลดวงจรด้วย Fast Curve เนื่องจากกระแสผิดปกติที่ไหลผ่านรีโคสเซอร์มีปริมาณ 1136 A แต่กระแสผิดปกติที่ผ่านฟิวส์มีปริมาณ 2712 A ทำให้ยากต่อการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันได้ จากตัวอย่างข้างต้นนี้ แสดงให้เห็นว่าผู้ใช้ไฟฟ้าอาจสูญเสียโอกาสในการใช้ไฟฟ้าหากเกิดความผิดปกติในระบบจำหน่ายแบบชั่วคราว

ตารางที่ 3.10 ค่ากระแสผิดปกติประเภท 3 เฟส ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขณะเชื่อม DG ในระบบไฟฟ้า

ตำแหน่ง ไลน์แยก	ค่ากระแสผิดปกติ 3 เฟส ขณะเชื่อมต่อ DG			ค่ากระแสผิดปกติ 3 เฟส ขณะไม่เชื่อมต่อ DG		
	ที่ตำแหน่งผิดปกติ	จากสถานีไฟฟ้า	จาก DG	ที่ตำแหน่งผิดปกติ	จากสถานีไฟฟ้า	จาก DG
1	4968	4186	790	4186	4186	0
2	4512	3706	811	3706	3706	0
3	2898	1862	1036	1862	1862	0
4	2793	1582	1149	1582	1582	0
5	2639	1447	1194	1457	1457	0
6	1757	963	795	1141	1141	0
7	1196	655	541	874	874	0
8	1152	631	521	850	850	0
9	1004	551	455	767	767	0
10	2661	1264	1402	1264	1264	0
11	2712	1136	1589	1136	1136	0
12	1729	821	910	1006	1006	0
13	1217	578	641	809	809	0
14	1146	544	603	778	778	0



ภาพที่ 3.10 ลำดับการทำงานระหว่างรีโกลเซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับ ฟิวส์ลิ่งขนาดฟักัด 65k เมื่อเกิด ความผิดปกติประเภท 3 เฟส ในตำแหน่งที่ 11

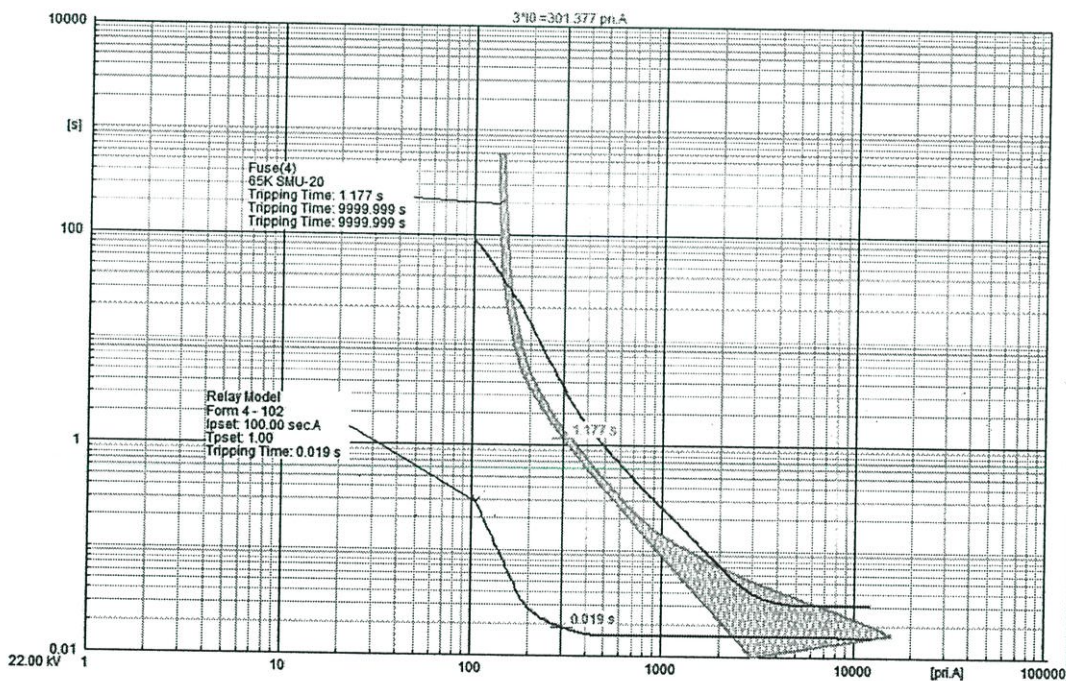
จากภาพที่ 3.12 แสดงให้เห็นว่าเมื่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าเชื่อมต่อกับ DG แล้ว หากเกิด ความผิดปกติในระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทเฟส-กราวด์ จะไม่ส่งผลกระทบต่อลำดับการทำงานของรี โคลสเซอร์ ตำแหน่งที่ 4 กับ ฟิวส์ลิ่งคใด ๆ เนื่องจากการเลือกติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังของ DG ที่มี เวกเตอร์รูปแบบ Dy0 ซึ่งจะช่วยแยกวงจรลำดับที่ศูนย์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ออกจากระบบจำหน่าย ไฟฟ้ากำลัง

ตารางที่ 3.11 ค่ากระแสผิดปกติประเภท เฟส-ดิน ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขณะเชื่อม DG ในระบบไฟฟ้า

ตำแหน่ง ไลน์แยก	ค่ากระแสผิดปกติประเภท เฟส-ดิน ขณะเชื่อมต่อ DG			ค่ากระแสผิดปกติประเภท เฟส-ดิน ขณะไม่เชื่อมต่อ DG		
	ที่ตำแหน่งผิดปกติ	จากสถานีไฟฟ้า	จาก DG	ที่ตำแหน่งผิดปกติ	จากสถานีไฟฟ้า	จาก DG
1	344	307	36	343	343	0
2	341	301	41	341	341	0
3	322	246	77	316	316	0
4	317	228	89	306	306	0
5	313	219	94	301	301	0
6	294	205	89	282	282	0
7	267	187	81	256	256	0

ตารางที่ 3.11 ค่ากระแสผัดพร้อมประเภท เฟส-ดิน ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าขณะเชื่อม DG ในระบบไฟฟ้า (ต่อ)

ตำแหน่ง ไลน์แยก	ค่ากระแสผัดพร้อม เฟส-ดิน ขณะเชื่อมต่อ DG			ค่ากระแสผัดพร้อม เฟส-ดิน ขณะไม่เชื่อมต่อ DG		
	ที่ตำแหน่งผัดพร้อม	จากสถานีไฟฟ้า	จาก DG	ที่ตำแหน่งผัดพร้อม	จากสถานีไฟฟ้า	จาก DG
8	264	185	80	253	253	0
9	252	177	76	242	242	0
10	307	200	108	290	290	0
11	300	184	117	278	278	0
12	286	186	101	270	270	0
13	260	169	91	246	246	0
14	255	166	90	242	242	0



ภาพที่ 3.11 ลำดับการทำงานระหว่างรีโกลสเซอร์ตำแหน่งที่ 4 กับ ฟิวส์ลิ่งค์ขนาดพิกัด 65k เมื่อเกิด ความผัดพร้อมประเภท เฟส-กราวด์ ในตำแหน่งที่ 11

บทที่ 4

สรุปผลการทดลอง

รายงานวิจัยฉบับนี้ได้ศึกษาผลกระทบของ DG ที่มีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำลองแบบเรเดียล ซึ่งจากการทดสอบพบว่าตำแหน่งที่ติดตั้งของ DG มีผลกระทบต่อค่าความสูญเสีย ระดับแรงดันไฟฟ้า และลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ได้ดัดแปลงมาจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เนื่องจากในสถานะการณ์ปัจจุบัน ในการกำหนดตำแหน่งที่ตั้งของ DG จะไม่สามารถเลือกติดตั้งตำแหน่งที่สร้างประโยชน์สูงสุดได้ เนื่องจากหลาย ๆ ปัจจัย วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงทำการเปรียบเทียบลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในขณะที่เชื่อมต่อกับ DG และระบบไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมต่อกับ DG พร้อมหาแนวทางการแก้ไขปัญหาการผิดพลาดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน สามารถสรุปได้ดังนี้

1) การทำงานผิดพลาดลำดับการทำงานระหว่างรีโคสเซอร์ กับรีโคสเซอร์ ซึ่งเกิดจากค่ากระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจนถึงจุดผิดพลาดของระบบผ่านไม่ผ่านรีโคสเซอร์ทั้ง 2 ชุด ปัญหานี้อาจทำให้ยากต่อการหาตำแหน่งผิดพลาดของระบบไฟฟ้าที่แท้จริง โดยสามารถแก้ไขได้จากการเลือกรีโคสเซอร์ที่สามารถกำหนดทิศทางการทำงานของกระแสผิดพลาดมาติดตั้งใช้งาน

2) การผิดพลาดลำดับการทำงานระหว่างรีโคสเซอร์ กับฟิวส์ลิงค์ สาเหตุเกิดจากค่ากระแสลัดวงจรที่ DG จ่ายเข้ามาในระบบไฟฟ้าไม่ผ่านรีโคสเซอร์ โดยผ่านเฉพาะดรอปเอาต์ฟิวส์คัทเอาต์ ส่งผลทำให้ฟิวส์ลิงค์หลอมละลายก่อนที่รีโคสเซอร์จะทำงานด้วย Fast curve ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสูญเสียโอกาสในการใช้ไฟฟ้า

เอกสารอ้างอิง

- [1] Tales M.de Britto. et. al. 2004. "Distributed Generation Impacts on the Coordination of Protection Systems in Distribution Networks" IEEE PES Transmission & Distribution Conference & Exposition : 623-628.
- [2] Seyed Ali Mohammad Javadian and Maryam Massaeli. 2011. "Impact of distributed generation on distribution system's reliability considering recloser-fuse miscoordination-A practical case study" Indian Journal of Science and Technology. 4(10) : 1279-1284.
- [3] LIU KuiYuan and XIA Mingchao. 2011. "Impacts of DG on Automatic Reclosing of Distribution Networks" The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection. : 351-355.
- [4] Mahmud Fotuhi-Firuzabad. 2005. "An Analytical Method to Consider DG Impacts on Distribution System Reliability" IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China. : 1-6.
- [5] R. S. Al Abri. et. al. 2011. "Distributed Generation Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System" Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS). : 1-7.
- [6] S. X. Wang. et. al. 2008. "Distribution System Reliability Evaluation Considering DG Impacts" Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. : 2603 – 2607.
- [7] Donal Caples. et. al. 2011. "Impact of Distributed Generation on Voltage Profile in 38kV Distribution System" Energy Market (EEM). : 532 – 536.
- [8] D. Penkov. et. al. 2005. "DG impact on three phase fault location" Future Power Systems. : 1-6
- [9] K Vinothkumar. et. al. 2010. "Impact of DG Model and Load Model on Placement of Multiple DGs in Distribution System" International Conference on Industrial and Information Systems. Jul 29 - Aug 01 : 508 – 513.

- [10] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2552 “การกำหนดส่วนเพิ่มราคาสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน”
- [11] T. N. Tavares, J. G. Rolim, “Evaluation of the Impact Caused on the Protection by the Connection of Independent Producers to the Energy Distribution Systems (In portuguese)”, in XV National Seminar on Electrical Energy Distribution - SEND1 2002, Bahia, Brazil, Nov. 2002.
- [12] P.M. Anderson, “Power System Protection”, IEEE Press, Ed. Mc Graw Hill, New Jersey, 1999.
- [13] P. P. Barker and R. W. de Mello, “Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distributed Systems”, *Proceedings of 2000 IEEE PES Summer Meeting*, vol 3, pp. 1645-1656.
- [14] A. Girgis and S. Brahma, “Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System”, *Proceedings of 2001 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering (LESCOPE'01)*, pp. 115-119.
- [15] J. B. Patton, D. Curtice, “Analysis of Utility Protection Problems Associated with Small Wind Turbine Interconnections”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 10, Oct 1982, pp. 3957-3966.
- [16] B. Fardanesh and E.F. Richards, “Distribution System Protection with Centralised Generation Introduced into the System”, *IEEE Trans. On Industry Applications*, vol. IA-20, no. 1, Jan/Feb 1984, pp. 122-130.
- [17] R.C. Dugan, D.T. Rizy, “Electric Distribution Protection Problems Associated with the Interconnection of Small, Dispersed Generation Devices”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 6, June 1984, pp. 1121-1127.
- [18] R. C. Dugan and T. E. McDermott, “Operating Conflicts for Distributed Generation on Distribution Systems”, *Proceedings of 2001 Rural Electric Power Conference*, pp. A3/1 – A3/6.

- [19] Karen L. et. al. 2006. "Impact of Distributed Generators on Protective Devices in Radial Distribution Systems" IEEE. : 1 -2.
- [20] M.Njozela. et. al. 2011. "Impacts of DG on the Operation of Auto-Reclosing Devices in a Power Network" Power and Energy Society General Meeting. : 1-8.
- [21] M.Hlatshwayo. et. al. 2010. "Impacts of DG Penetration in the Reliability of Distribution Systems" International Conference on Power System Technology. : 1 – 8.
- [22] Ali Agheli. et. al. 2010. "Reducing the Impact of DG in Distribution Networks Protection Using Fault Current Limiters" International Power Engineering and Optimization Conf. MALAYSIA: 298 – 303
- [23] X. Henry Chao. 2001. "System Impact Studies for DG Projects under Development in the US" Power Engineering Society Summer Meeting. : 772 – 774.
- [24] Juan A. Martinez. et. al. 2005. "Impact of Distributed Generation on Distribution Protection and Power Quality" IEEE. : 1-6.
- [25] Lin Xia. et. al. 2008. "The Study of the Protection Revision Method Based on the DG Effect to Protection Sensitivity" ICSET. : 186 – 191.
- [26] Mojtaba Khederzadeh. et. al. 2010. "SOURCE TYPE IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION (DG) ON THE DISTRIBUTION PROTECTION" Developments in Power System Protection. : 1 – 5.

ภาคผนวก ก.

ภาคผนวก ก.

ผลงานที่ได้รับจากโครงการวิจัยที่ได้รับทุนเงินรายได้คณะ

1. ผลงานวิจัย/ผลผลิตที่ได้จากการทำวิจัย และมี Impact ต่อสังคม, ประเทศชาติ
 - 1) สามารถเป็นแนวคิดในการออกแบบสร้างระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 2) เผยแพร่ความรู้ในการทำงานร่วมกันระหว่างอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งจะเป็ประโยชน์สำหรับวิศวกร นักวิจัย นักศึกษา ตลอดจนผู้สนใจอื่นๆ เพื่อใช้ในการศึกษาวิจัยและพัฒนาต่อไป อีกทั้งยังนำไปใช้ประโยชน์แก่หน่วยงานที่สนใจ เพื่อเป็นการส่งเสริมวางแผนการผลิตไฟฟ้า

2. ผลงานตีพิมพ์ในวารสารวิชาการในประเทศ การเสนอผลงานในที่ประชุมวิชาการ หนังสือ การจดสิทธิบัตร หรือผลงานตามที่คาดไว้ในโครงการวิจัย
 - 2.1 ตีพิมพ์บทความในวารสารวิชาการระดับนานาชาติ ตีพิมพ์บทความในวารสารวิชาการระดับนานาชาติ รวมทั้งสิ้น 1 บทความ
 1. S. Muangchareon, and A. Ngaopitakkul, “Study of the effects of Protective device when the distributed generation is connected in distribution system”

STUDY OF THE EFFECTS OF PROTECTIVE DEVICE WHEN THE DISTRIBUTED GENERATION IS CONNECTED IN DISTRIBUTION SYSTEM

S. Muangchareon

A. Ngaopitakkul

Department of Electrical Engineering,
Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang
Email: kнатthap@live.kmitl.ac.th

ABSTRACT

This paper proposed the effect of protection device when 8 MW distributed generation (DG) interconnected to distribution system of Thailand. Case studies are simulated for 3 phase fault (3-P) and single line to ground fault (SLG) using digital simulation and electrical network calculation program (DIgSILENT). The results of this paper are shown that fault current from substation will be decreased, when DG installed into the distribution system, due to impedance of system is changed. Such a fault can lead to the malfunction of the protective relays. The results of this paper can be used and created the suitable and fairness of the fee for both DG and utility.

Keywords: Distributed generation; Protective device; Fault; Distribution System

1. INTRODUCTION

Wasteful usage of energy has caused rapid reduction of natural resources, emitted greenhouse gases into the atmosphere resulting in energy and food shortages, which in turn have a negative impact on the environment and our society. While energy sourced from fossil based fuels such as oil, coal and gas is being depleted, several types of alternative energies can be sourced from nature and these are renewable. Dependence on non-renewable fossil energy will cause an energy shortage crisis. Changing our attitude and behaviour is a good way to conserve energy. The electricity consumption expects to increase in the near future. Nowadays, industrial customers require continuous electricity supply. The employing of renewable energy resources is one solution that may create favorable climate to energy supply side and environmental friendly. Distributed generation is becoming increasingly attractive to the power industry. Several distributed generation technologies such as wind energy systems, solar energy systems, biomass, and biogas are becoming economically viable. The integration of distributed generation into large-scale power systems is an attractive proposition in terms of diversity of energy supply, improved efficiency, and reduced pollution impacts.

The electrical connection of small power producers in the electricity industry are often required. Where to connect the power system. And usually near the fuel source used to generate electricity in the main. And sometimes break the connection to the electrical system. Result in equipment malfunction in the distribution system. In the present study, the position of the link system is widely believed by most to be considered in terms of the loss of a key. Which does not consider the impact it will have on the electrical system. The potential impact of the link system. In electrical equipment such as The transformer, the voltage (AVR Transformer with On Load Tap Change) with the electrical system. The effects on the electrical system when the generator is not connected to a small power system.

Generally, the distribution scheme of THAILAND is a radial system, which the current flows in one direction. However, with the employment of DG in to the distribution system, there are many issues [1-20] that may cause the technical impacts to the system including magnitude and direction of power flow, electrical line losses, enhanced utility system reliability, voltage profile, power factor, and fault level.

The optimal contract price of distributed generation is proposes in [1]. The proposes approach encompasses I a single optimization problem the maximization of profits procured by the owner of the DG and the minimization of the payments incurred by the distribution company in attending the expected demand. In [2], this paper introduces a probabilistic-based planning technique for optimally implementing wind-based DG in distribution systems. This technique guarantees the optimum capacity and allocation of wind-based DG units for all possible operating conditions. The optimal location and size of a DG to minimize the power loss in radial distribution feeder systems is proposed in [3]. The DG size is obtained via a heuristic curve-fitted technique while the DG allocation is predetermined by the decision-maker. In [4], a new DG interconnection planning study framework that includes a coordinated feeder reconfiguration and volt/var control to calculate the maximum allowable DG capacity at a given node of the distribution system is proposed by Sheng-Yi Su et al.

[4]. A new possibilistic framework for evaluating the effects of DG units on distribution network performance is proposed by Alireza Soroudi et al. in [5]. The focus is on two indices, namely, active power losses and load repression which is an index demonstrating the ability of distribution network in load supplying. The uncertainties of installed capacity, the operating schedule of them, and also load behaviors are taken into account. A fuzzy model based on extension principle is used to deal with the aforementioned uncertainties. A hybrid ac/dc microgrid is proposed and comprehensively studies in [6] to reduce processes of multiple reverse conversions in an individual ac or dc grid and to facilitate the connection of various renewable ac and dc sources and loads to power system. In addition, the coordination control schemes among various converters have proposed to harness maximum power from renewable power sources, to minimize power transfer between ac and dc networks, and to maintain the stable operation of both ac and dc grids under variable supply and demand conditions when the hybrid grid operates in both grid-tied and islanding modes. The impact of DG on arcing faults is proposed in [7]. A solution for the short-circuit calculation in the network with the DG, which takes into account the arc resistance existing at the fault location is presented by R. Ciric et al. [7]. The result show that the arc increases the impedance measured by the protection device, whereas the DG increases the fault current and decreases the arc resistance, decreasing the impact of arc on the impedance measured by the protection device. A new passive islanding detection technique using the rate of change of phase angle difference (ROCPAD) is proposed by Ankita Samui et al. [8]. The response time of ROCPAD is within one cycle from the event inception, showing fastness of the proposed algorithm compared to ROCOF relays and found working effectively in the situations where ROCOF fails.

In addition, distributed generation (DG) has more advantages than a large conventional generation unit in some aspects. Many studies of DG impacts on power and protection systems are aimed at increasing the reliability of power systems. [1]

The goal of this paper is to study the effect of protective equipment with the installing DG or VSPP into the distribution system. The distribution system under investigations is a part of Provincial Electricity Authority (PEA). Under this research, DG data that connected to the PEA distribution are used. The simulations are performed using digital simulation and electrical network calculation program (DIgSILENT). DIgSILENT is a computer aided engineering tool for the simulation and analysis of power systems and industrial. In addition, DIgSILENT has been designed as an advanced integrated and interactive software package dedicated to electrical power system and control analysis in order to achieve the main objectives of planning and operation optimization.

2. Simulation

Digsilent powerfactory was employed to simulated and analysed the affect of protective device when distributed generation (DG) was connected with 22kV distribution system as shown in Figure 1. The scheme under investigation is part of Thailand's electricity distribution system. It can be seen that there are 14 nodes from substation and load of each nodes that is connected between distribution lines. In addition, recloser which installed at node 4 is only considered the effect of protective device in this paper. Simulations were performed with the following changes to the system parameters:

- the location of DG is considered for two cases that are the system without DG and with DG at node 4
- the size of DG is 8MW that is connected at node 4
- the types of fault are single line to ground fault and three phase faults
- the recloser which were installed at node 4, node 5, and node 13

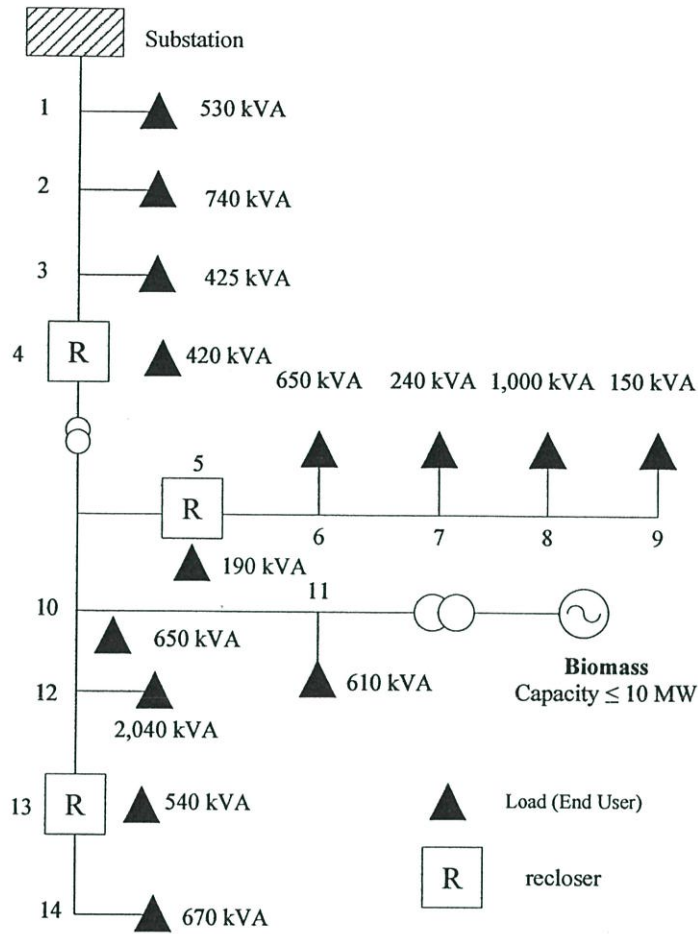


Figure 1. A simple radial system with DG connected at node 11

From simulation, the current of the load transformer which installed in each nodes and to take into account the value of the minimum and maximum current of protection device in power system with the correlation between the magnitude of current in each nodes as shown in Figure 2 and 3, respectively.

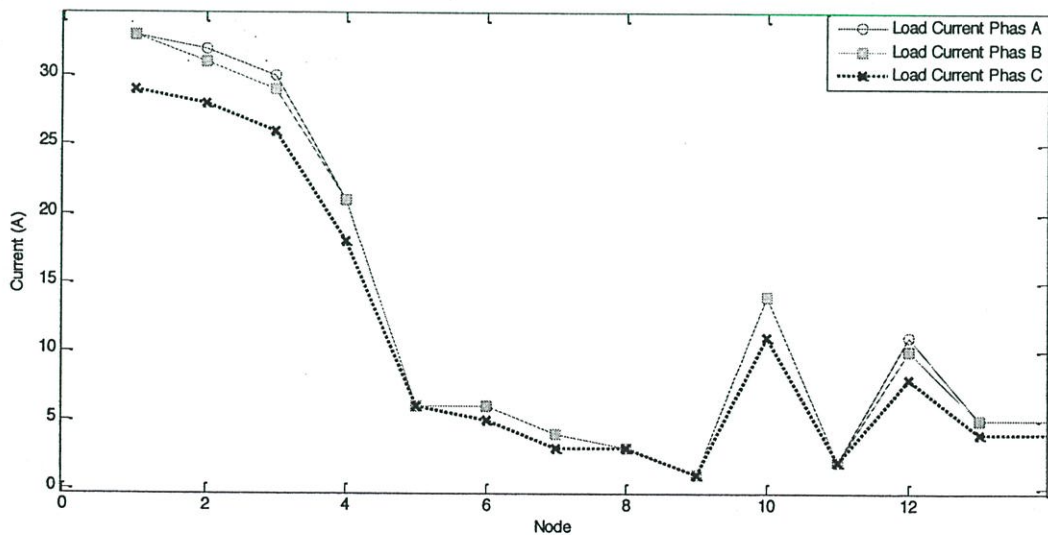


Figure 2. Example of simulated load current signals for each node in case of without DG in distribution system

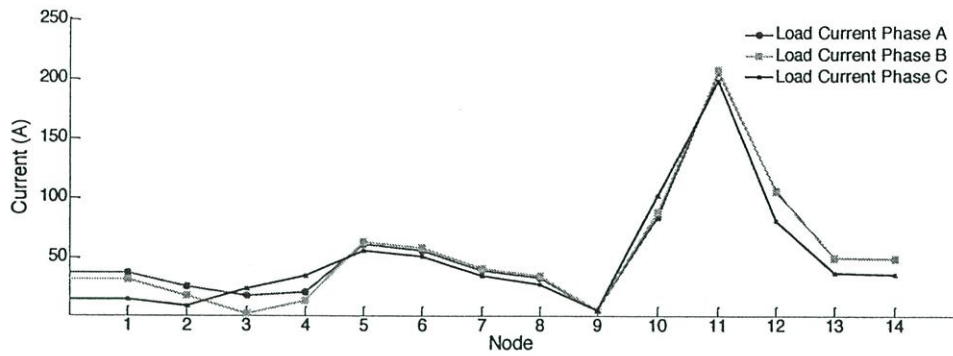


Figure 3. Example of simulated load current signals for each node in case of DG 8MW connected to the distribution system

3. Results

The objective of this paper is to consider studies of the effect of DG for operation of protection device, the recloser of the case of without DG and with DG are compared. From Figure 1, it can be found in the recloser node 4, which can often malfunction as a case study so that recloser which installed at node 4 take into account the effect of protective device in this paper.

3.1 the case of without DG and three faults occurring

The short circuit current of three-phase faults to take into account the value of the minimum and maximum current of protection device in power system with the correlation between the magnitude of current in each nodes as shown in Figure 3.

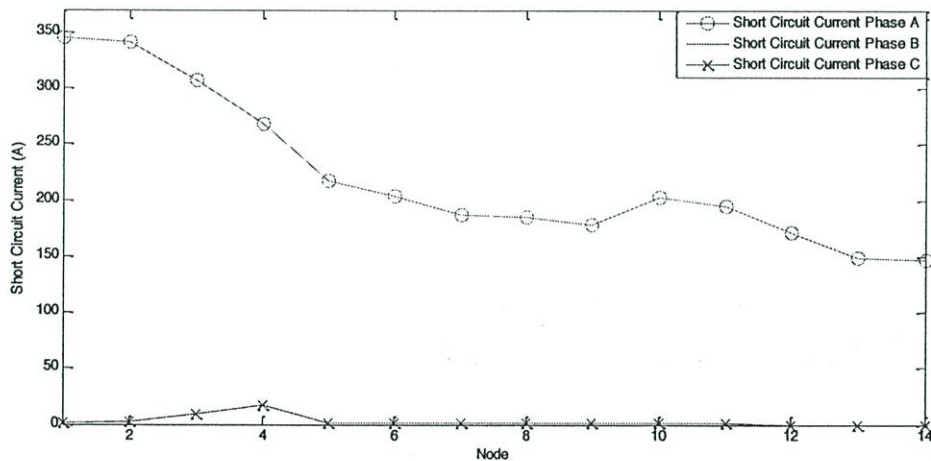


Figure 3. Example of simulated fault current signals for each node in case of without DG in distribution system

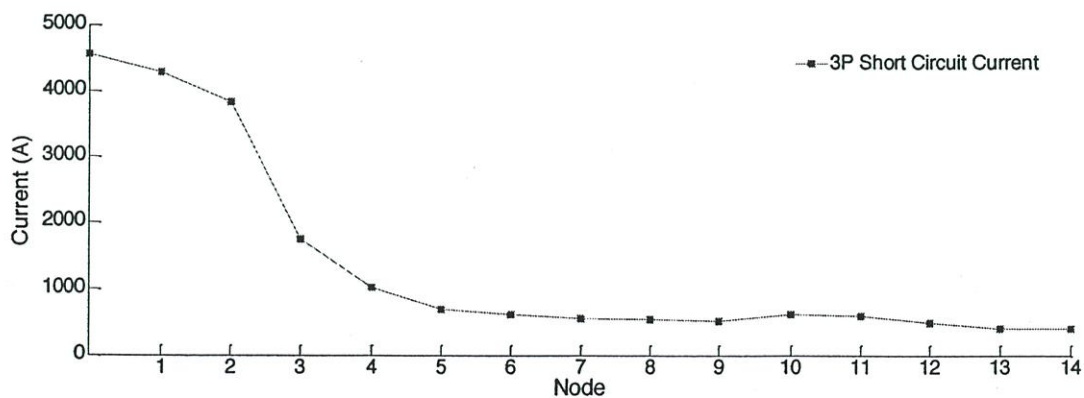


Figure 4. Example of three phase fault current signals in case of without DG in distribution system

Consider the protection of the distribution system.

From Figure 2 it is seen that, the recloser is installed in node 4, this position will have the current of the load transformer installed over 280 A and the Safety factor at 125 percent will make it possible to configure the recloser in this minimum is equal to 350 A. Considering the current of unbalance load is 25% of the load current transformer installation can be configured to perform with the ground is less than 88 A. From Figure 3, it is seen that, the recloser protection zone is installed in node 4, node 14 has the lowest short-circuit currents. Due that the recloser in node 4 acts as a backup recloser with recloser in node 12 and can be configured to perform in each phase with recloser in node 4 so the maximum current is 389 A, which can be configured to operate the protection device are shown in Table 1 and Figure 5.

Table 1 shows the operation of protective devices in the electrical distribution system.

Protective device	ANSI CODE	CT Ratio	The operation of the device.
Over-current relay (Substation)	50/51 50/51N	600 : 1	Curve=SI (ANSI), $I_s = 1 \times I_n$, TMS=0.8, INS = 10 Curve=VI (ANSI), $I_s = 0.3 \times I_n$, TMS=1.9, INS = 10
Over-current relay (DG)	50/51 50/51N	600 : 1	DT =0.3, $I_s = 0.5 \times I_n$, INS = 10 DT 0.3, $I_s = 0.15 \times I_n$, INS = 10
Recloser (Node 4)	-	1000:1	$\emptyset = 350$ Curve 1 = 105 Curve 2 = 116 G = 88 Curve 1 = 111 Curve 2 = 165
Recloser (Node 5)	-	1000:1	$\emptyset = 140$ Curve 1 = 101 Curve 2 = 116 G = 35 Curve 1 = 102 Curve 2 = 165
Recloser (Node 13)	-	1000:1	$\emptyset = 140$ Curve 1 = 101 Curve 2 = 116 G = 35 Curve 1 = 102 Curve 2 = 165

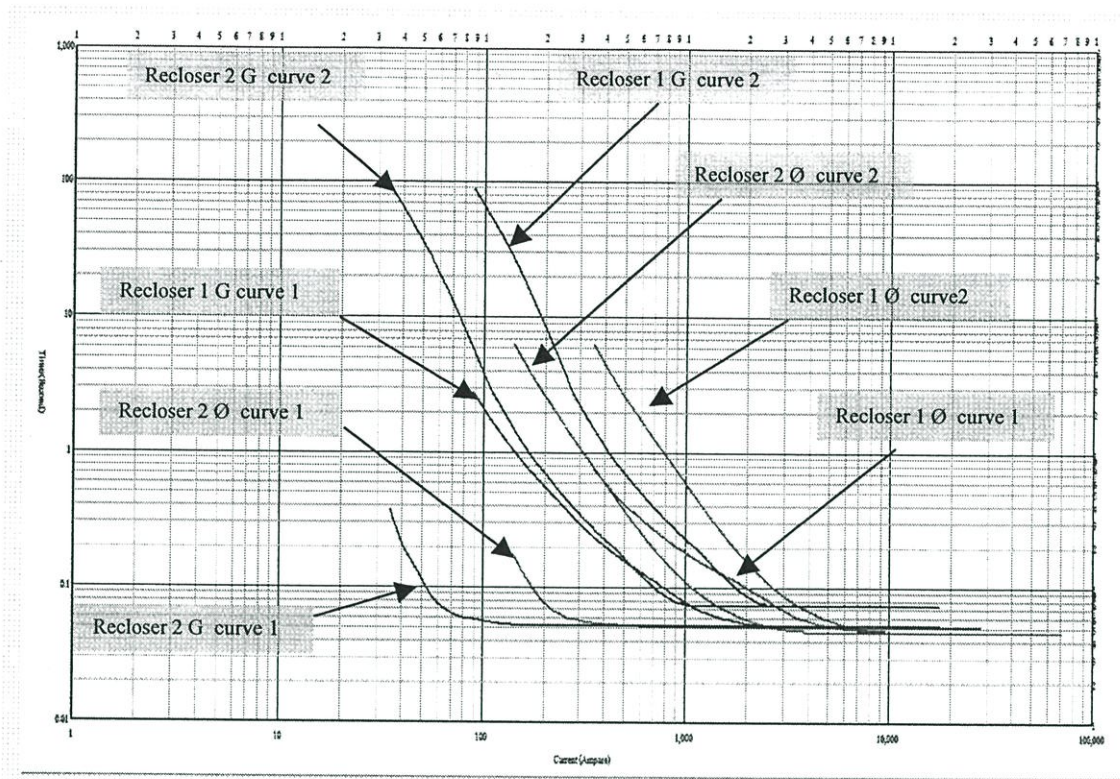


Figure 5 the sequence of protection in case of without DG in distribution system.

From Figure 5, it is seen that, when the three phase fault occurring in the node 13, the short circuit current of recloser at node 4 can be read with 326 A. The functions of the protection device as shown in Figure 5, when the three phase fault occurring in the node 13, the protection device of the node 4 does not operate because of the short circuit current of the device starts higher than the short circuit current in the node 13 as shown in Figure 6. The protective device order is shown in Figure 6, it can be seen that the short circuit current at node 13 is 90 A.

Figure 1-6 shows that the distribution system which has not been connected to the DG of devices will work correctly in all positions of power. But when the power is connected to the Distributed generation protection devices will not work on a circuit node 12 in the event of such equipment may result in system malfunction.

3.2 the case of without DG and single line to ground faults occurring

From case study 1, when taken into account the short circuit current of single line to ground fault, the ground current of the recloser to setting is 88 A. The operation that function properly due to the short circuit current is equal to the minimum of 179 A.

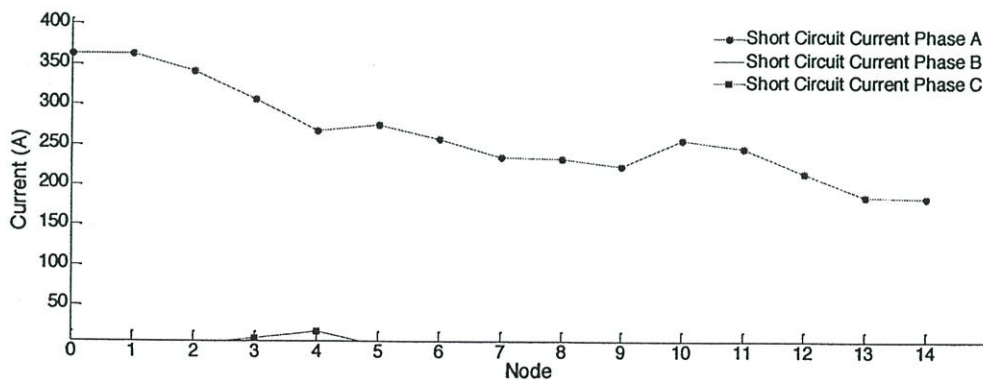


Figure 7. Example of single line to ground fault current signals for each node in case of without DG in distribution system

3.3 the case of with DG 8 MW and three faults occurring

From simulation, when the distribution system is connected to DG 8 MW, the magnitude and direction of the current changes is shown in Figure 8 and Figure 9.

The current of the load transformer which installed in each nodes and the short circuit current of three-phase faults to take into account the value of the minimum and maximum current of protection device in power system with the correlation between the magnitude of current in each nodes as shown in Figure 2 and 3, respectively.

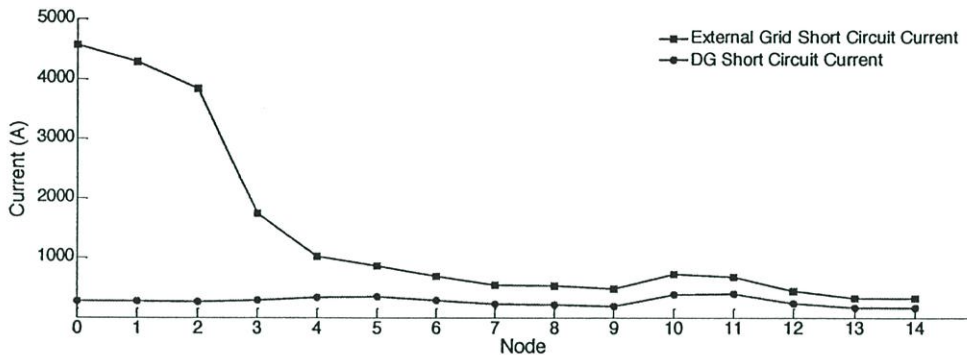


Figure 9. Example of three phase fault current signals for each node in case of DG 8 MW connected to the distribution system

From Figure 5, it is seen that, when the three phase fault occurring in the node 13, the short circuit current of recloser at node 4 can be read with 326 A. The functions of the protection device as shown in Figure 5, when the three phase fault occurring in the node 13, the protection device of the node 4 does not operate because of the short circuit current of the device starts higher than the short circuit current in the node 13 as shown in Figure 6. The protective device order is shown in Figure 6, it can be seen that the short circuit current at node 13 is 90 A.

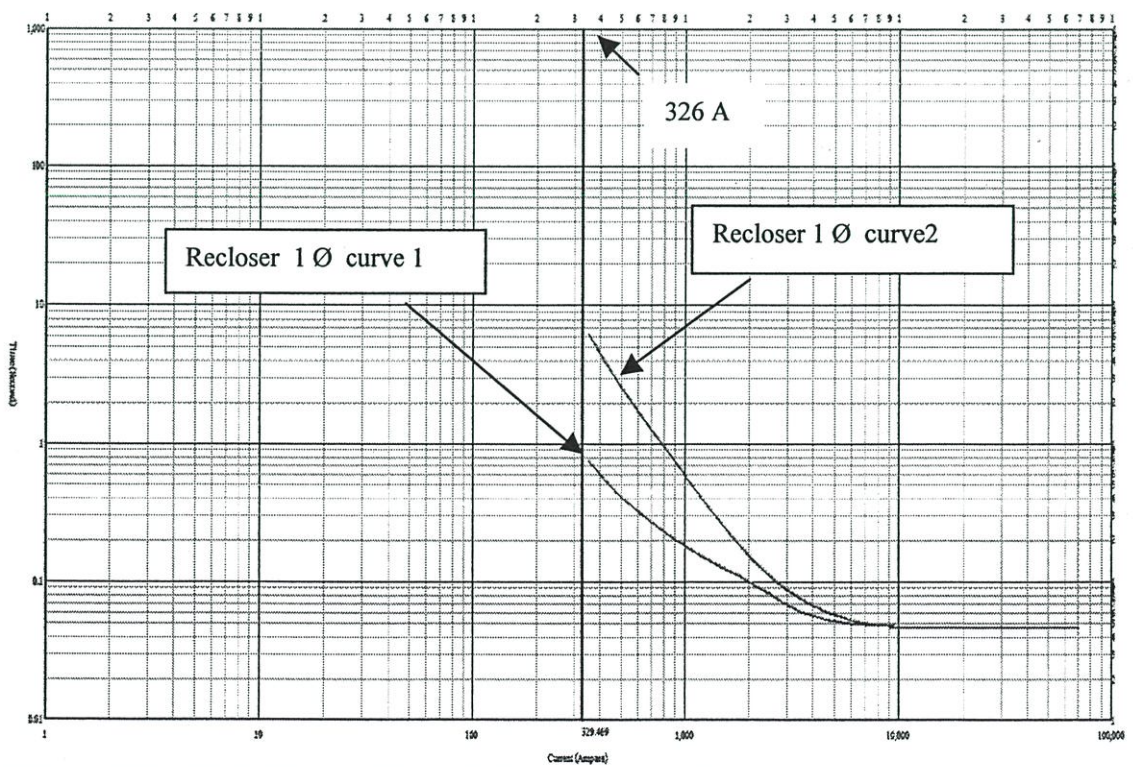


Figure 6. The operation of the protection device at node 13

3.4 the case of with DG and single line to ground faults occurring

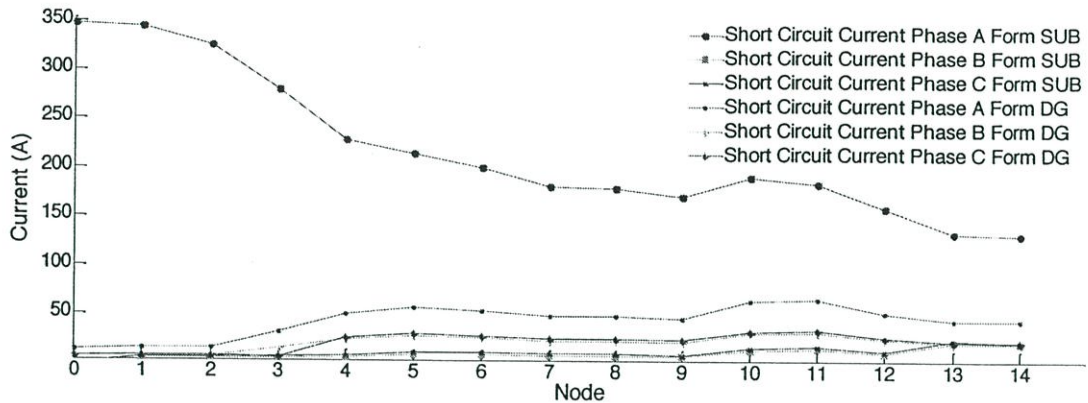


Figure 7. Example of single line to ground fault current signals for each node in case of DG connected with distribution system

From simulation, when the DG is connected to the distribution system, the short circuit current is increased, but the distribution system to inject the short circuit current decreased. The setting of protection device is 88 A as shown in Figure 5, the setting of the recloser at node 4 is appropriated due to the lowest short circuit current of single line to ground fault is 127 A.

3.5 the case of with DG and coordination between recloser and drop out fuse cut out in distribution system

In this case study is study the effects of a generator into electrical energy to affect the sequence protection device of the recloser and drop out fuse cut out.

From Figure 1, when the location of single line to ground fault that fault occurring between node 12 and node 14, the drop out fuse is installed at node 12 to as the protection device so the current that measures between recloser at node 4 and drop out fuse at node 12 is not equal as shown in Figure 12. The short circuit currents that flows through the node to drop out fuse 12 is higher than the recloser in node 4 is 267 A and 184 A, respectively.

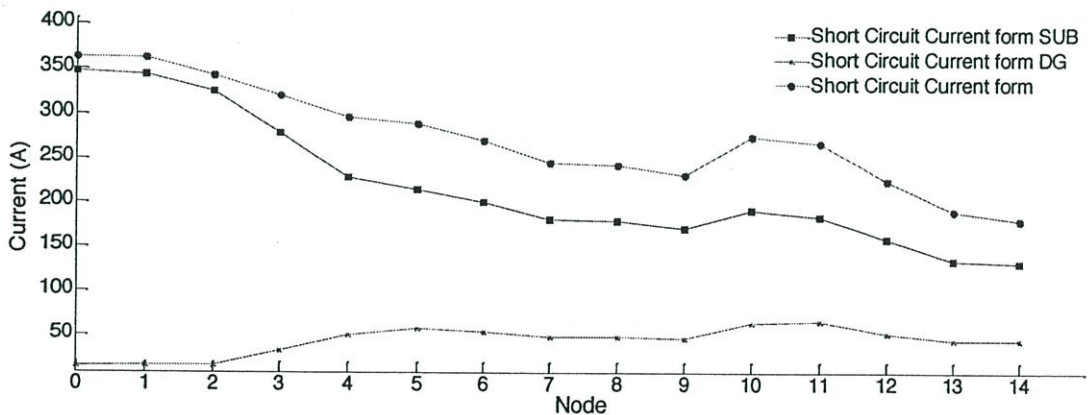


Figure 12. Example of single line to ground fault current signals for each node in case of DG connected with distribution system

From Figure 12, the short-circuit current of the protective device has different values. As a result, the sequence operation of more complex protection device. Alternatively, the system is designed to allow them to drop out fuse is melted by the recloser does not fast curve.

4. CONCLUSIONS

This paper proposed the effect of the distributed generation (DG) is connected with distribution system, then, resulting in protection of the electrical system malfunctions. The current load and the short circuit current of the distance to the farthest zone of protection of recloser in node 4 is similar and when the DG 8 MW is connected to the distribution system to the Substation to inject short circuit current is reduced as compared to the distribution system without DG connected protection device has resulted in the current start is higher than the short circuit current. Such problems can be resolved by considering the configuration of the power system as well as the distribution system is connected to the DG and not connected to the DG, as can be seen that, when the DG is connected to the distribution, magnitude current of the substation will be installed at a lower magnitude due to DG will supply current to load. The power system can reduce the magnitude of current from the recloser in node 4. However, when the utility power system does connection of DG, the current of protection devices in each nodes have different magnitudes depending on the location of the installation of the protection devices and the location of a DG. This problem may cause the protective device does not coordination consistently. As a result, the setting protection device of distribution systems with DG connected to a thorough study of the fault to the system will be setting protection device to operate properly coordination.

5. ACKNOWLEDGMENTS

As the work presented in this paper is part of a research project sponsored by the Faculty of Engineering, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang (KMITL), Thailand, the authors would like to thank them for this financial support.

7. REFERENCES

- [1] Jesus Maria Lopez-Lezama, Antonio Padilha-Feltrin, Javier Contreras, and Jose Egnacio Munoz, "Optimal Contract Pricing of Distributed Generation in Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 1, 2011, pp.128-136.
- [2] Y.M. Atwa, and E.F. El-Saadany, "Probabilistic approach for optimal allocation of wind-based distributed generation in distribution systems", *IET Renewable Power Generation*, Vol. 5, No. 1, 2011, pp.79-88.
- [3] F.S. Abu-Mouti, and M.E. El-Hawary, "Heuristic curve-fitted technique for distributed generation optimization in radial distribution feeder systems", *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 5, No. 2, 2011, pp.172-180.
- [4] Sheng-Yi Su, Chan-Nan Lu, Rung-Fang Chang, and Guillermo Gutierrez-Alcaraz, "Distributed Generation Interconnection Planning: A Wind Power Case Study", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 2, No. 1, 2011, pp.181-189.
- [5] Alireza Soroudi, Mehdi Ehsan, Raphael Caire, and Nouredine Hadjsaid, "Possibilistic Evaluation of Distributed Generations Impacts on Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 26, No. 4, 2011, pp.2293-2301.
- [6] Xiong Liu, Peng Wang, and Poh Chiang Loh, "A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 2, No. 2, 2011, pp.278-286.
- [7] R. Ciric, H. Nouri, and V. Terzija, "Impact of distribute generators on arcing faults in distribution networks", *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 5, No. 5, 2011, pp.596-601.
- [8] Ankita Samui, and S.R. Samantaray, "Assessment of ROCPAD Relay for Islanding Detection in Distributed Generation", *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 2, No. 2, 2011, pp.391-398.

ประวัติผู้วิจัย

1. ชื่อ (ภาษาไทย) ดร.อรรถพล เก่งพิทักษ์กุล
(ภาษาอังกฤษ) Atthapol Ngaopitakkul, Ph.D.

รหัสประจำตัวนักวิจัยแห่งชาติ (ถ้ามี)
ตำแหน่งปัจจุบัน ผู้ช่วยศาสตราจารย์
หน่วยงานที่อยู่ติดต่อได้ พร้อมโทรศัพท์และโทรสาร
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
กรุงเทพฯ 10520 โทร 02-326-4550 โทรสาร 02-688-4954
เบอร์มือถือ 0817324318 Email knatthap@kmitl.ac.th

ประวัติการศึกษา

ปริญญาตรีสาขา วิศวกรรมไฟฟ้า (B.Eng)	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าลาดกระบัง
ปีที่สำเร็จ 2545	
ปริญญาโทสาขา วิศวกรรมไฟฟ้า (M.Eng)	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าลาดกระบัง
ปีที่สำเร็จ 2547	
ปริญญาเอกสาขา วิศวกรรมไฟฟ้า (D.Eng)	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าลาดกระบัง
ปีที่สำเร็จ 2550	

สาขาวิชาการที่มีความชำนาญพิเศษ (แตกต่างจากวุฒิการศึกษา) ระบุสาขาวิชาการ

Power System, Power System Protection, Application of Wavelet Transform to power system protection, Artificial Neural Networks

ผลงานวิจัยย้อนหลัง 5 ปีและผลงานวิจัยอื่นๆ (เช่น Proceedings หนังสือ ฯลฯ)

(a) Journals

1. A. Ngaopitakkul and A. Kunakorn, "Selection of Proper Activation Function in Back-propagation neural networks algorithm for Transformer Internal Fault Locations," *International Journal of Computer and Network Security*, Vol. 1, No. 2, pp. 47-55. (Impact factor 2009 = 0.00)

(b) International Conference Papers

1. A. Ngaopitakkul, C. Apisit, C. Pothisarn, C. Jettanasen and S. Jaikhan, "Identification of Fault Location in Underground Distribution System using Discrete Wavelet transform" *In Proceedings of 2010 International MultiConference on Engineering and Computer Scientists 2010(IMECS2010)*, Hong Kong, March 2009.

2. C. Apisit, and A. Ngaopitakkul, "Identification of Fault Types for Underground Cable using Discrete Wavelet transform" In *Proceedings of 2010 International MultiConference on Engineering and Computer Scientists 2010(IMECS2010)*, Hong Kong, March 2009.
3. C. Pothisarn, and A. Ngaopitakkul, "Application of Discrete Wavelet Transform for fault location on Transmission Network Systems" In *Proceedings of the 8th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM2009)* , Paper No. APSCOM2009-47, Hong Kong, November 2009.
4. C. Pothisarn, and A. Ngaopitakkul, "Discrete Wavelet Transform and Back-propagation Neural Networks Algorithm for Fault Classification on Transmission Line" In *Proceedings of IEEE International Conference on Transmission and Distribution (T&D Asia 2009)*, Korea, October 2009.
5. P. Chiradeja, and A. Ngaopitakkul, "Identification of Fault Types for Single Circuit Transmission Line using Discrete Wavelet transform and Artificial Neural Networks" In *Proceedings of 2009 International MultiConference on Engineering and Computer Scientists 2009 (IMECS2009)*, Hong Kong, March 2009.
6. A. Ngaopitakkul and C. Pothisarn, "Discrete Wavelet Transform and Back-propagation neural networks algorithm for fault location on Single-circuit transmission line" In *Proceedings of 2004 International Conference on Robotics and Biomimetics (ROBIO2008)*, Thailand, February 2009.
7. A. Ngaopitakkul, W. Pongchaisrikul, and A.Kunakorn, "Analysis of Characteristics of Simultaneous Faults in Electrical Power Systems using Wavelet Transform," In *Proceedings of the 1st International Conference Sustainable Energy Technologies (ICSET2008)*, Singapore, November 2008.
8. T. Patcharoen, A. Ngaopitakkul and A.Kunakorn, "Identification of fault types for a three-bus transmission network using Discrete Wavelet Transform and Probabilistic Neural Networks," In *Proceedings of the 8th International Power Engineering Conference (IPEC2007)*, Paper No. conf122a641, Singapore, December 2007.

(c) National Conference Papers

1. A. Ngaopitakkul, S. Jonpermpoonpol and C. Pothisarn, "Studies of Turn to turn Fault in Power Transformer Using Discrete Wavelet Transform," In *Proceedings of the 32th Electrical Engineering Conference (EECON32)*, Vol. 1, pp.391-394, 28-30 October 2009.
2. S. Jonpermpoonpol, A. Ngaopitakkul, "Studies of Winding to ground Fault in Power Transformer Using Discrete Wavelet Transform," In *Proceedings of the 32th Electrical Engineering Conference (EECON32)*, Vol. 1, pp.383-386, 28-30 October 2009.
3. S. Surisunthon, A. Ngaopitakkul, "Miscalculation Fault location due to behavior of Simultaneous Faults in Electrical Power Transmission Systems Using Discrete Wavelet Transform," In *Proceedings of the 32th Electrical Engineering Conference (EECON32)*, Vol. 1, pp.239-242, 28-30 October 2009.

4. W. Pongchaisrikul, A. Ngaopitakkul, and A.Kunakorn, "Studies of Characteristics of Simultaneous Faults in Electrical Power Transmission Systems Using Discrete Wavelet Transform," In *Proceedings of the 31st Electrical Engineering Conference (EECON31)*, Vol. 1, 25-26 October 2008.
5. A. Ngaopitakkul, T. Patcharoen, A.Kunakorn, and S. Bunjongjit, "Application of Discrete Wavelet Transform and Probabilistic Neural Networks for Detecting Fault Location in Electrical Transmission Systems," In *Proceedings of the 30th Electrical Engineering Conference (EECON30)*, Vol. 1, Paper PW074, 25-26 October 2007.

(d) Book

1. Atthapol Ngaopitakkul, "Electrical Transmission Systems," Ladkrabang Book, 2009, ISBN 978-974-8308-98-2.

ประวัติการทำงานที่สำคัญ และ Professional Activities

Reviewer : The 11th International Workshop on Advanced Motion Control (AMC2010), Nagaoka, Japan.

Reviewer : ECTI Transactions on Electrical Engineering, Electronics, Communication.

Reviewer : IEEE International Conference on Robotics and Biomimetics (ROBIO2008), Bangkok, Thailand, 2008.

Committee : IEEJ-EIT Joint Symposium : Advanced Technology in Power Systems (2008-2009)

Committee : Illuminating Engineering Association of Thailand (TIEA) (Jan 2008 – Present)

Committee : Thai Mechanical and Electrical Design and Consulting Engineer Association (MECT) (Oct 2008 – Present)

ประสบการณ์ที่เกี่ยวข้องกับการบริหารงานวิจัยทั้งภายในและภายนอกประเทศ

Dec 2009 – Nov 2011	Head of Research Project "An Application of Discrete Wavelet Transform and Artificial Intelligent Algorithm for Simultaneous Fault Diagnosis in Electrical Power Transmission Systems" {Supported by the King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang Fund, Thailand}
Oct 2009 – Sep 2010	Head of Research Project "Fault Diagnosis in Underground Cable Systems using Discrete Wavelet Transform" {Supported by the Faculty of Engineering Fund, King Mongkut's Institute of Technology Ladkrabang, Thailand}
Oct 2008 – Sep 2009	Researcher of Project "Fault Analysis on Single Circuit Transmission line Using Discrete Wavelet Transform and Fuzzy Logic" {Supported by the Faculty of Engineering Fund, Srinakarinwirot, Thailand}
Oct 2007 – Sep 2008	Researcher of Project "An Application of Discrete Wavelet Transform and Neural Network for Fault Diagnosis in Transmission Systems" {Supported by the Faculty of Engineering Fund, Srinakarinwirot, Thailand}